

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DEL COSTE DE LOS DESVÍOS
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN
EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

AUTOR: M. Begoña Moreno Movilla

TUTOR: Julio César Nieto Gutiérrez

JULIO DE 2009



ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	V
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
RESUMEN	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO.....	3
1.2 REAL DECRETO 661/2007	5
1.3 DESCRIPCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN RENOVABLE.....	7
1.4 RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE	14
1.4.1 Componentes de la retribución final horaria	14
1.4.2 Componente de la prima.....	16
1.4.3 Componente del mercado intradiario.....	18
1.4.4 Componente de restricciones en tiempo real.....	18
1.4.5 Componente del coste del desvío	19
1.4.6 Flujo de ingresos de la retribución.....	20
1.5 MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO	22
1.5.1 Posibilidades para el titular de la instalación	23
1.5.2 Unidad de programación y unidad de oferta	25
1.6 LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS.....	26
1.6.1 Desvíos	27
1.6.2 Necesidad neta de balance del sistema	27
1.6.3 Liquidación del desvío consolidado por sujeto de liquidación.	29
1.6.4 Liquidación del desvío de la unidad de programación.....	32
1.6.5 Coste del desvío	37
1.6.6 Exención del coste del desvío.	39
2. MODELO DE ANÁLISIS DEL COSTE DE LOS DESVÍOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.	41
2.1 INDICADORES DEL COSTE DE LOS DESVÍOS.....	43
2.2 FACTORES QUE DETERMINAN EL COSTE DE LOS DESVÍOS.....	43
2.3 ANÁLISIS DEL FACTOR PREDICTIBILIDAD PARA SITUACIONES LÍMITE	47
2.3.1 Desvío a subir en todas las horas del mes con porcentaje fijo	47
2.3.2 Desvío a bajar en todas las horas del mes con porcentaje fijo	49
2.3.3 Desvío contrario en todas las horas del mes con porcentaje fijo	51
2.3.4 Casos simples de desvío en todas las horas del mes con porcentaje fijo	51



2.4 ANÁLISIS DEL FACTOR COSTE ENERGÍA DE BALANCE Y LA PARTICIPACIÓN EN EL INTRADIARIO	54
2.5 ANÁLISIS DEL FACTOR DERIVA DEL PROGRAMA.....	58
3. ANÁLISIS DEL COSTE DE DESVÍOS DE LA ENERGÍA EÓLICA 2007-2008	61
3.1 FACTORES	63
3.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD EÓLICA.....	63
3.2.1 Predictibilidad eólica en el programa base de funcionamiento.	65
3.2.2 Predictibilidad eólica en el programa horario operativo.	67
3.2.3 Participación eólica en el mercado intradiario y mejora obtenida.....	73
3.2.4 Predictibilidad según el volumen de energía programada	80
3.3 FACTOR DERIVA DE LOS DESVÍOS RESPECTO AL DESVÍO DEL SISTEMA.....	86
3.4 COSTE DE LAS ENERGÍAS DE BALANCE.....	86
3.4.1 Influencia de los desvíos eólicos en el coste de las energías de balance.....	86
3.4.2 Influencia de la participación eólica en el mercado intradiario	91
3.5 RETRIBUCIÓN DE VENTA DE ENERGÍA EÓLICA.	92
4. ANÁLISIS ENERGÍA HIDRÁULICA 2008	97
4.1 FACTORES	99
4.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD HIDRÁULICA	100
4.2.1 Predictibilidad hidráulica en el programa base de funcionamiento	100
4.2.2 Participación hidráulica en el programa horario operativo	101
5. ANÁLISIS ENERGÍA BIOMASA 2008.....	105
5.1 FACTORES	107
5.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD BIOMASA.....	108
5.2.1 Predictibilidad de biomasa en el programa base de funcionamiento	108
5.2.2 Participación de biomasa en el programa horario operativo	109
6. ANÁLISIS ENERGÍA FOTOVOLTAICA 2008	113
6.1 FACTORES	116
6.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD FOTOVOLTAICA.....	119
6.2.1 Predictibilidad fotovoltaica en el programa base de funcionamiento.....	119
6.2.2 Participación fotovoltaica en el programa horario operativo.....	121
7. CONCLUSIONES	123
8. DESARROLLOS FUTUROS	127
9. BIBLIOGRAFÍA.....	131
WEB	133
LIBROS Y DOCUMENTACIÓN	134
ANEXO I:.....	135
OPCIONES DE VENTA DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	137



ANEXO II:	143
Glosario y normativa.....	143
GLOSARIO	145
NORMATIVA	153
ANEXO III:.....	155
Siglas y acrónimos	155
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	157
ANEXO IV:	163
EJEMPLOS DE CONSOLIDACIÓN DE LOS DESVÍOS / APANTALLAMIENTO.....	163
ANEXO V:.....	171
Tablas y gráficos.	171





ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.1 Datos económicos y de producción de energía eólica e hidráulica.	4
Tabla 1.1.2 Datos económicos y de producción de energía biomasa y fotovoltaica.....	5
Tabla 1.3.1 Consumo de energías renovables en España.....	8
Tabla 1.5.1 Ejemplo coste del servicio Nexus Energía S.A.	25
Tabla 3.1.1 Coste de los desvíos de la energía eólica en 2007 y 2008 y sus factores.....	63
Tabla 3.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el PBF.....	66
Tabla 3.2.2 Sesiones del mercado intradiario.....	68
Tabla 3.2.3 Tabla de valores del horizonte de predicción.	69
Tabla 3.2.4 Tabla de valores del porcentaje de desvíos sobre el programa P48.....	70
Tabla 3.2.5 Tabla de datos del 2007.	77
Tabla 3.2.6 Tabla de datos del 2008.	78
Tabla 3.2.7 Tabla de datos de los desvíos. Año 2007.	81
Tabla 3.2.8 Tabla de datos de los desvíos. Año 2008.	81
Tabla 3.4.1 Tabla de valores de la participación de la energía eólica en el mercado intradiario.	91
Tabla 3.4.2 Tabla de valores en tanto por ciento de la cuota en el intradiario y los desvíos de la energía eléctrica.....	92
Tabla 3.5.1 Tabla de valores potencia instalada, energía vendida, nº de instalaciones y precio medio retribución total para ambas opciones de venta de energía.....	94
Tabla 4.1.1 Coste de los desvíos de la energía hidráulica en 2008 y sus factores.....	99
Tabla 4.1.2 Tanto por ciento de los desvíos sobre el programa de la energía hidráulica exenta y no exenta.....	100
Tabla 4.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el programa PBF.	101
Tabla 5.1.1 Coste de los desvíos de la energía biomasa en 2008 y sus factores.	107
Tabla 5.1.2 Tanto por ciento de los desvíos sobre el programa de la energía biomasa exenta y no exenta.....	108
Tabla 5.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el programa PBF.	109
Tabla 6.1.1 Coste de los desvíos de la energía fotovoltaica en 2008 y sus factores.	116
Tabla 6.1.2 Tanto por ciento de los desvíos sobre el programa de la energía fotovoltaica exenta y no exenta.....	119
Tabla 6.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el programa PBF.	120

Tabla Anexo.1 Ganancia media de ajustar en intradiario. Año 2007	173
Tabla Anexo.2 Ganancia media de ajustar en intradiario. Año 2008	173
Tabla Anexo.3 Tanto por ciento de Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema. Año 2007	174
Tabla Anexo.4 Tanto por ciento de Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema. Año 2007	174
Tabla Anexo.5 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh. Año 2007	175
Tabla Anexo.6 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh. Año 2008	175
Tabla Anexo.7 Desvíos para el intervalo P48 de energía eólica. Año 2007	176
Tabla Anexo.8 Desvíos para el intervalo P48 de energía eólica. Año 2008	176
Tabla Anexo.9 Programas, medidas y desvíos de la producción de energía eólica peninsular en el año 2007. Desglose por horas	177
Tabla Anexo.10 Programas, medidas y desvíos de la producción de energía eólica peninsular en el año 2008. Desglose por horas	177
Tabla Anexo.11 Ajuste de energía en intradiario y precio intradiario. Año 2008	178
Tabla Anexo.12 Participación en el mercado intradiario para reducir desvíos en cada hora. Régimen Fotovoltaico. Año 2008	180
Tabla Anexo.13 Coste desvíos Fotovoltaica no exenta total. Año 2008	180
Tabla Anexo.14 Coste desvíos Fotovoltaica exenta total. Año 2008	181
Tabla Anexo.15 Retribución y prima energía fotovoltaica. Año 2008	181
Tabla Anexo.16 Participación en el mercado intradiario para reducir desvíos en cada hora..	182
Tabla Anexo.17 Coste desvíos Biomasa no exenta total. Año 2008	182
Tabla Anexo.18 Coste desvíos Biomasa exenta total. Año 2008	183
Tabla Anexo.19 Retribución y prima energía biomasa. Año 2008	183
Tabla Anexo.20 Participación en el mercado intradiario para reducir desvíos en cada hora..	184
Tabla Anexo.21 Coste desvíos Hidráulica no exenta total. Año 2008	184
Tabla Anexo.22 Coste desvíos Hidráulica exenta total. Año 2008	185
Tabla Anexo.23 Retribución y prima energía hidráulica. Año 2008	185
Tabla Anexo.24 Coste desvíos Eólica total. Año 2008	186
Tabla Anexo.25 Retribución y prima energía eólica. Año 2008	186
Tabla Anexo.26 Sentido de los desvíos respecto al desvío del sistema 2007-2008	187
Tabla Anexo.27 Cuadro abril CNE (anual retribución total)	188



Tabla Anexo.28 Coste de los desvíos por menor producción. Agosto 2008	189
Tabla Anexo.29 Coste de los desvíos por mayor producción. Agosto 2008.....	190
Tabla Anexo.30 Sentido de los desvíos contrarios al sistema. Agosto 2008.....	191
Tabla Anexo.31 Precio de cobro de desvíos a subir. Agosto 2008.....	192
Tabla Anexo.32 Precio de pago de desvíos a bajar. Agosto 2008	193
Tabla Anexo.33 % Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario supongo menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema. Agosto 2008.....	194





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.3.1 Potencia fotovoltaica instalada en 2007.....	9
Figura 1.3.2 Localización de centrales termosolares en España.....	9
Figura 1.3.3 Evolución anual de la generación eólica en España y previsión del Plan de Energías Renovables (PER). 2000-2010.	11
Figura 1.3.4 Potencia eólica por comunidades autónomas.....	11
Figura 1.3.5 Yacimientos geotérmicos de interés en España.	12
Figura 1.3.6 Minihidráulica en España y objetivo Plan de Energías Renovables 2010.	13
Figura 1.4.1 Modelo retribución opción b) con prima variable RD 661.	17
Figura 1.4.2 Modelo retribución opción b) con prima fija RD 661.	17
Figura 1.4.3 Álgebra de la Baldita.	21
Figura 1.4.4 Liquidaciones de instalaciones en Régimen Especial a la opción de tarifa.....	21
Figura 1.6.1 Energías de balance.	28
Figura 1.6.2 Origen energía neta horaria en tiempo real contraria al saldo neto de energías de balance.	28
Figura 1.6.3 Desvíos.	29
Figura 1.6.4 Precio de los desvíos.	31
Figura 1.6.5 Gráfica precio de los desvíos Agosto 2008.	31
Figura 1.6.6 Desvío total del sujeto de liquidación.....	33
Figura 1.6.7 Precio del apantallamiento de los desvíos.....	33
Figura 1.6.8 Ejemplo consolidación de los desvíos.....	36
Figura 1.6.9 Coste de los desvíos.	38
Figura 1.6.10 Representación gráfica del coste de los desvíos.....	38
Figura 1.6.11 Representación gráfica del coste de los desvíos Agosto 2008.	39
Figura 2.3.1 Coste de desvíos contrarios iguales a subir y a bajar e igual al 20% del precio del mercado diario.	52
Figura 2.3.2 Coste de desvío contrario a subir del 30% del precio del mercado diario y del 15% para desvío contrario a bajar.	53
Figura 2.3.3 Coste de desvío contrario a subir del 15% del precio del mercado diario y del 30% para desvío contrario a bajar.	54
Figura 2.4.1 Condición de los desvíos.	56
Figura 2.4.2 Ganancia o pérdida de los desvíos.....	56

Figura 2.4.3 % Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema.	57
Figura 2.4.4 Ganancia respecto al precio del desvío. Ajuste de los desvíos, a favor y en contra, en mercado intradiario.	57
Figura 3.2.1 Gráfica del coste de los desvíos liquidados por MWh de producción de régimen especial Eólico.	64
Figura 3.2.2 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.	66
Figura 3.2.3 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.	67
Figura 3.2.4 Gráfica de las horas frente el horizonte de predicción del mercado intradiario....	69
Figura 3.2.5 Gráfica del horizonte de predicción frente al porcentaje de desvíos absolutos sobre el P48. Año 2007.	71
Figura 3.2.6 Gráfica del horizonte de predicción frente al porcentaje de desvíos absolutos sobre el P48. Año 2008.	71
Figura 3.2.7 Gráfica de la media del porcentaje de los desvíos absolutos sobre P48 frente al horizonte de predicción. Año 2007.	72
Figura 3.2.8 Gráfica de la media del porcentaje de los desvíos absolutos sobre P48 frente al horizonte de predicción. Año 2008.	73
Figura 3.2.9 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario. Año 2007. ..	74
Figura 3.2.10 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario. Año 2008.	74
Figura 3.2.11 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48. Año 2007.	75
Figura 3.2.12 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48. Año 2008.	76
Figura 3.2.13 Gráfico del horizonte de predicción vs Mejora % de desvío en intradiario.....	79
Figura 3.2.14 Gráfico del horizonte de predicción vs Mejora % de desvío en intradiario.....	80
Figura 3.2.15 Gráfica de la frecuencia de producción de energía.	82
Figura 3.2.16 Gráfica de la frecuencia de producción de energía.	82
Figura 3.2.17 Porcentaje de los desvíos horarios absolutos del programa eólico del mercado frente a los intervalos de programa horario.	83
Figura 3.2.18 Porcentaje de los desvíos horarios absolutos del programa eólico del mercado frente a los intervalos de programa horario.	84
Figura 3.2.19 Desvíos horarios máximo, desvíos horarios mínimo, desvíos horarios superado el 5% de las horas, el 50% y el 95%.	84



Figura 3.2.20 Desvíos horarios máximo, desvíos horarios mínimo, desvíos horarios superado el 5% de las horas, el 50% y el 95%.....	85
Figura 3.4.1 Intervalo de desvío MWh frente al número de horas.	86
Figura 3.4.2 Intervalo de desvío MWh frente al número de horas.	87
Figura 3.4.3 Curvas de los costes de los desvíos mínimo, medio y máximo.....	88
Figura 3.4.4 Curvas de los costes de los desvíos mínimo, medio y máximo.....	88
Figura 3.4.5 Curva del coste de desvíos medios.	89
Figura 3.4.6 Curva del coste de desvíos medios.	89
Figura 3.4.7 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh.	90
Figura 3.4.8 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh.	90
Figura 3.5.1 Prima variable horaria.....	93
Figura 3.5.2 Evolución de la prima de la energía eólica.....	94
Figura 3.5.3 Retribución de energía eólica.	95
Figura 4.2.1 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF. ...	100
Figura 4.2.2 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario.	102
Figura 4.2.3 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.	103
Figura 5.2.1 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF. ...	108
Figura 5.2.2 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario.	110
Figura 5.2.3 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.	111
Figura 6.0.1 Producción medida fotovoltaica año 2007 y 2008.	115
Figura 6.1.1 Producción medida y programa de energía fotovoltaica no exenta en los nueve primeros meses del año 2008.	117
Figura 6.1.2 Producción medida y programa de energía fotovoltaica exenta en los nueve primeros meses del año 2008.	118
Figura 6.2.1 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF. ...	120
Figura 6.2.2 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario.	121
Figura 6.2.3 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.	122
Figura AnexoIV.1 Caso 1 ejemplo de consolidación de desvíos.....	166
Figura AnexoIV.2 Caso 2 ejemplo de consolidación de desvíos.....	167
Figura AnexoIV.3 Caso 3 ejemplo de consolidación de desvíos.....	168
Figura AnexoIV.4 Caso 4 ejemplo de consolidación de desvíos.....	169
Figura AnexoV.1 Desvíos energía eólica. Ejemplo día 22/03/2008.....	179



Figura AnexoV.2 Instalaciones de régimen especial que participan en el mercado.	189
Figura AnexoV.3 Coste de los desvíos contrarios sobre el precio del mercado diario (PDSV – PMD). Año 2008	190
Figura AnexoV.4 Coste de los desvíos contrarios sobre el precio del mercado diario.....	191
Figura AnexoV.5 Precio de desvíos. Agosto 2008	192
Figura AnexoV.6 Precio de desvíos / Precio de mercado. Agosto 2008.....	193
Figura AnexoV.7 Producción programada y medidas disponibles de régimen ordinario y de régimen especial no fotovoltaico. Agosto 2008.....	194
Figura AnexoV.8 Producción programada y medidas disponibles de régimen especial eólico y térmico. Agosto 2008.....	195
Figura AnexoV.9 Producción programada y medidas disponibles de régimen especial hidráulico y solar. Agosto 2008.....	195
Figura AnexoV.10 Balance horario de medidas del mercado por tecnologías y tipo de demanda. Agosto 2008	196



RESUMEN

A partir de la legislación actual, en este documento se analizarán las diferentes opciones de venta de energía de los productores de régimen especial en el mercado de electricidad.

Por otro lado y debido a la importancia que el desvío de la producción de dichas energías sobre las previsiones tiene sobre el sistema eléctrico, tanto económica como técnicamente, se analizará a partir de datos publicados por Red Eléctrica de España (REE) para cada tipo de tecnología, la magnitud y el coste de dicho desvío.



1. INTRODUCCIÓN





1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

Una de las mayores dificultades con que se han encontrado los productores en régimen especial y en particular los generadores cuya potencia no es gestionable, por ejemplo el caso de los eólicos, desde sus inicios, ha sido el hacer frente a las obligaciones operativas y financieras derivadas de los desvíos de programación. Las primeras recaen en disponer de sistemas para la previsión del recurso renovable y su conversión a un programa de mercado, las segundas suponen hacer frente a los pagos como consecuencia del coste de los desvíos y a las garantías depositadas.

El objetivo de este proyecto es identificar y analizar los factores que determinan la pérdida de ingresos de los productores de energía eléctrica de origen renovable por el coste de los desvíos entre la producción real y la producción vendida y programada en el mercado. Es también un objetivo del proyecto identificar áreas de investigación con capacidad para reducir el coste de los desvíos y, como consecuencia, facilitar la integración de las energías renovables en el mercado de energía eléctrica.

A lo largo del documento se exponen las modalidades de participación en el mercado, el modo de análisis de los desvíos y la liquidación de los mismos dependiendo de cada una de las formas de participación, para concluir con el estudio del coste de los desvíos, el cual se ha analizado para cada una de las energías renovables por separado para hacer una comparación de los costes de cada energía.

El marco retributivo de la producción de energía eléctrica de origen renovable establece que los productores de energía eléctrica de origen renovable deben soportar el coste de los desvíos incluso cuando los precios del mercado sólo permiten al productor obtener el precio mínimo que el Real Decreto 661/2007 garantiza a las distintas energías renovables. El coste de los desvíos es la única incertidumbre de un productor sobre el precio mínimo garantizado y supone una pérdida de ingresos en cualquier escenario de precios, primas o tarifas.

Debido al objetivo de la reducción del coste de los desvíos y el apantallamiento de los mismos en los últimos años se ha elevado el crecimiento de las empresas con este fin, dentro de las cuales podemos encontrar empresas como Céntrica Energía S.L., Nexus Energía S.A., Wind to Market S.A., Acciona Energy Developments S. L., Agente de Mercado Eléctrico S.A., Electrabel España S.A., Gnera Energía y Tecnología S.A., etc. El listado de empresas que ofrecen estos servicios se encuentra publicada en la sección de eventos de la Asociación Española de Cogeneración (www.acogen.org), en "Jornada ACOGEN - El Agente Representante".

Los datos que se van a utilizar en el estudio han sido elaborados en el Departamento de Liquidaciones de Red Eléctrica de España (REE) [1], mediante una beca de estudios dentro del departamento. Los datos utilizados son públicos y están disponibles en la página web del operador del sistema (REE) [1]; dentro del apartado de publicaciones, donde encontramos la pestaña de liquidaciones, presentado en un archivo zip de nombre "*liquicomun*".

El archivo *liquicomun* se compone de un documento pdf donde se encuentran las gráficas y tablas de datos por mes y año, y de una lista de archivos en los cuales están definidos los datos mediante los cuales se han creado estas gráficas; dichos archivos son públicos y pueden ser usados independientes. Para la comprensión de estos archivos se encuentra publicado el *modelo de ficheros*, donde se explica cómo están creados los archivos y el significado de cada valor mencionado en ellos, la descripción del fichero y de los campos del mismo; el archivo *modelo de los ficheros* se puede encontrar en la página www.esios.ree.es [2] en el apartado de documentación, modelo de ficheros.

Las tablas que se muestran a continuación presentan los principales indicadores económicos de las energías renovables en 2008 y el coste de sus desvíos. La principal energía renovable es la energía eólica que generó 31.525 GWh de energía eléctrica obteniendo una retribución media total¹ de 100,14 €/MWh y unos ingresos de 3.157 millones de euros anuales con una pérdida de ingresos por coste de desvíos de 58,4 millones de euros. El coste de los desvíos en 2008 para el resto de productores renovables fue muy inferior al de la energía eólica por su baja tasa de desvíos (producción hidráulica y de biomasa) y porque han estado exentos del coste de desvíos en 2008 (fotovoltaica).

Este documento presenta un modelo de análisis de los diferentes factores que determinan el coste medio de los desvíos de las energías renovables durante un periodo. El modelo permite detectar las diferencias de comportamientos de los productores de energías renovables y su impacto en el coste de sus desvíos.

EÓLICA		
Producción eólica	31.525	GWh
Retrribución total	3.157	M€
Retrribución media total	100,14	€/MWh
Retrribución media mercado	63,64	€/MWh
Prima media	36,5	€/MWh
Coste desvíos	58,40	M€
Exención coste desvíos	0	M€
Coste desvíos por MWh producido	1,85	€/MWh
Coste desvíos sobre retribución total	1,85	%
HIDRÁULICA		
Producción Hidráulica	4.423	GWh
Retrribución total	432	M€
Retrribución media total	97,75	€/MWh
Retrribución media mercado	65,78	€/MWh
Prima media	31,97	€/MWh
Coste desvíos	2,10	M€
Exención coste desvíos	-0,1	M€
Coste desvíos por MWh producido	0,47	€/MWh
Coste desvíos sobre retribución total	0,49	%

Tabla 1.1.1 Datos económicos y de producción de energía eólica e hidráulica.

Fuente Red Eléctrica de España [1]

¹ Retribución total media en 2008 de la energía eólica, mercado + primas + incentivos. Fuente: Información Estadística sobre las Ventas Energía del Régimen Especial (CNE). Página AnualRetribucionTotal. Febrero de 2009.



BIOMASA		
Producción Biomasa	4.215	GWh
Retribución total	282	M€
Retribución media total	114,19	€/MWh
Retribución media mercado	64,19	€/MWh
Prima media	50	€/MWh
Coste desvíos	1,40	M€
Exención coste desvíos	0	M€
Coste desvíos por MWh producido	0,33	€/MWh
Coste desvíos sobre retribución total	0,5	%
FOTOVOLTAICA		
Producción Fotovoltaica	2.338	GWh
Retribución total	1127,99	M€
Retribución media total	452,68	€/MWh
Retribución media mercado	64,18	€/MWh
Prima media	388,50	€/MWh
Coste desvíos	8,89	M€
Exención coste de desvíos	-5,4	M€
Coste desvíos por MWh producido	3,81	€/MWh
Coste desvíos sobre retribución total (sin exención)	0,788	%

Tabla 1.1.2 Datos económicos y de producción de energía biomasa y fotovoltaica.

Fuente Red Eléctrica de España [1]

1.2 REAL DECRETO 661/2007

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, régimen en el que se encuadran las energías renovables. Este real decreto cerró un ciclo de cautelas normativas a la participación en el mercado de las energías renovables basadas en la suposición de que el coste de los desvíos de las energías renovables sería tan elevado que podría frenar su desarrollo.

El Real Decreto 661/2007 sustituye al RD 436/2004, de 12 marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, aprobado el mismo año de creación del mercado tuvo como consecuencia la ausencia de la energía renovable en el mercado hasta que fue sustituido por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Este real decreto incentivó la participación en el mercado de algunas energías renovables como la eólica asumiendo el productor coste de sus desvíos; no obstante dejaba la opción de permanecer en régimen de tarifa regulada con exenciones del coste de desvíos a instalaciones menores de 10 MW o con desvíos menores que un porcentaje de tolerancia y con un coste de desvíos fijo desvinculado del coste establecido en el mercado. Como consecuencia de este real decreto, el 95% de la energía eólica participaba en mercado a finales del año 2005, pero la energía fotovoltaica permaneció fuera del mercado.

El Real Decreto 661/2007 obliga a participar en el mercado a toda la producción renovable con independencia de la opción de venta elegida y la exención del coste de desvíos se limita a las instalaciones de potencia menor de 15 kW, si bien durante un periodo transitorio, hasta el 31 de octubre de 2009, también están exentas las instalaciones de potencia menor de 1 MW.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento. Por último es necesario recoger los cambios normativos derivados de la normativa europea, así como del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

Se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

En dicho Real Decreto se exponen las opciones de venta de energía y los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial; por los cuales se puede vender, total o parcialmente, la producción neta de energía eléctrica mediante una de las siguientes opciones:



a) cediendo la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, recibiendo una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

b) Vendiendo la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado complementado por una prima en céntimos de euro por kilovatio-hora.

Toda esta información se muestra en el anexo I con mayor detalle, explicando varios artículos importantes y utilizados para la realización de este documento.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN RENOVABLE.

Se denomina **energía renovable** a la energía que se obtiene de fuentes naturales inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

La energía renovable es limpia y se puede utilizar de forma autogestionada (ya que se pueden aprovechar en el mismo lugar en que se producen). Además tiene la ventaja adicional de complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica suministra electricidad los días despejados (por lo general con poco viento, debido al dominio del anticiclón), mientras que en los días fríos y ventosos, frecuentemente nublados, son los aerogeneradores los que pueden producir mayor energía eléctrica.

De entre las distintas fuentes de energía, las renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana, aunque habría que decir que, para fuentes como la biomasa, esto es así siempre que se respeten los ciclos naturales. El sol está en el origen de todas las energías renovables porque su calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los vientos, fuente de la energía eólica. El sol ordena el ciclo del agua, causa la evaporación que predispone la formación de nubes y, por tanto, las lluvias. También del sol procede la energía hidráulica. Las plantas se sirven del sol para realizar la fotosíntesis, vivir y crecer. Toda esa materia vegetal es la biomasa. Por último, el sol se aprovecha directamente en las energías solares, tanto la térmica como la fotovoltaica.

Consumo de energías renovables en España (ktep)

	1990	2000	2004	2007	2010
MINIHIDRÁULICA (<10 MW)	184	376	417	333	575
HIDRÁULICA (>10 MW)	2.019	2.159	2.297	1.951	2.536
EÓLICA	1	403	1.338	2.385	3.914
BIOMASA*	3.753	3.630	4.107	4.574	9.208
BIOGÁS	–	125	275	339	455
BIOCARBURANTES	–	51	228	159	2.200
R.S.U.	–	261	395	404	395
SOLAR TÉRMICA	22	31	54	95	376
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	2	5	158	52
SOLAR TERMOELÉCTRICA	0	0	0	0,7	509
GEOTERMIA	3	8	8	8	8
TOTAL	5.983	7.047	9.124	10.407	20.228

*En 1990, Biomasa incluye R.S.U., biogás y biocarburantes.

Datos 2010: Objetivos del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.

Objetivos del plan del PER fijados bajo la hipótesis de año hidráulico y eólico medio.

Fuente: IDAE

Tabla 1.2.1 Consumo de energías renovables en España.

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [6]

TIPOS

- **Energía solar:** la energía solar que recibe nuestro planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del sol. Esa radiación solar se puede transformar directamente en electricidad (solar eléctrica) o en calor (solar térmica). El calor, a su vez, puede ser utilizado para producir vapor y generar electricidad.

La energía solar pertenece al grupo b.1 del Real Decreto 661/2007 dentro de la clasificación de energías renovables; este grupo se divide en dos subgrupos:

En el subgrupo b.1.1 se incluyen las instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica; dicha energía se denomina energía solar fotovoltaica.

En el subgrupo b.1.2 se incluyen las instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. A dicha energía se le denomina energía solar térmica o energía termosolar. En este documento no se entrará en detalle en esta energía puesto que en España sólo hubo una instalación termosolar en 2008 cuya información es confidencial.

El precio de venta de la energía también está fijado por ley de manera que se incentiva la producción de electricidad solar al resultar estas instalaciones amortizables en un periodo de tiempo que puede oscilar entre los 7 y 10 años.

Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 a 5 kWp en nuestra terraza o tejado, a instalaciones de hasta 100 kWp sobre cubiertas de naves industriales o en suelo, e incluso plantas de varios megavatios.



El modelo más desarrollado en España es el conocido como huerta solar, que consiste en la agrupación de varias instalaciones de distintos propietarios en suelo rústico. Cada instalación tiene una potencia de hasta 100 kW que es el umbral que establecía la legislación hasta septiembre de 2008 para el máximo precio de venta de energía eléctrica. Estas instalaciones pueden ser fijas o con seguimiento, de manera que los paneles fotovoltaicos están instalados sobre unas estructuras que se mueven siguiendo el recorrido del sol para maximizar la generación de electricidad.



Figura 1.3.1 Potencia fotovoltaica instalada en 2007.

Fuente: Asociación de la Industria Fovoltáica [4]

Localización de Centrales Termosolares en España

Id	Central	Emplazamiento	Tec.	Potencia	Estado
1	PS10	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	☀	11 MW	En operación
2	Aznalcollar TH	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	☀	0,08 MW	En operación
3	ESI	(Sevilla)	☀	0,01 MW	En operación
4	Andasol 1	Aldéire-La Calahorra (Granada)	☀	50 MW	En operación
5	PS20	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	☀	20 MW	En operación
6	Solnova 1, 3 y 4	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	☀	3 x 50 MW	En construcción
7	Lebrija	Lebrija (Sevilla)	☀	50 MW	En construcción
8	Andasol 2	Aldéire-La Calahorra (Granada)	☀	50 MW	En construcción
9	Palma del Río I y II	Palma del Río (Córdoba)	☀	2 x 50 MW	En construcción
10	Puerto Real	Puerto Real (Cádiz)	☀	50 MW	En construcción
11	Manchael 1	Alcazar de San Juan (Ciudad Real)	☀	50 MW	En construcción
12	Alvarado	Alvarado (Badajoz)	☀	50 MW	En construcción
13	Extresol 1, 2 y 3	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	☀	3 x 50 MW	En construcción
14	Gemasolar	Puentes de Andalucía (Sevilla)	☀	17 MW	En construcción
15	La Florida	Alvarado (Badajoz)	☀	50 MW	En construcción
16	La Dehesa	La Garrovilla (Badajoz)	☀	50 MW	En construcción
17	PE1	TM de Calasparra (Murcia)	☀	1,4 MW	En operación
18	Majadas	Majadas de Tiéjar (Cáceres)	☀	50 MW	En construcción
19	Andasol 3	Aldéire-La Calahorra (Granada)	☀	50 MW	En construcción
20	Vallesol50	San José del Valle (Cádiz)	☀	50 MW	En construcción
21	Araucosol50	San José del Valle (Cádiz)	☀	50 MW	En construcción
22	Helienergy 1 y 2	Écija (Sevilla)	☀	2 x 50 MW	En construcción
23	ASTE 1a	Alcazar de San Juan (Ciudad Real)	☀	50 MW	En construcción
24	ASTE 1b	Alcazar de San Juan (Ciudad Real)	☀	50 MW	En construcción
25	ASTEXOL 2	Badajoz	☀	50 MW	En construcción
26	Solaben 2 y 3	Lagrosán (Cáceres)	☀	2 x 50 MW	En construcción
27	Arenales PS	Matón de la Prinería (Sevilla)	☀	50 MW	En construcción
28	Serrezuela Solar II	Talarrubias (Badajoz)	☀	50 MW	En construcción

Legenda

Tecnologías:	Estado:
☀ Receptor Central (Torre)	● En operación
☀ Canales Parabólicos	● En construcción
☀ Disco Parab. con motor Stirling	
☀ Fresnel	

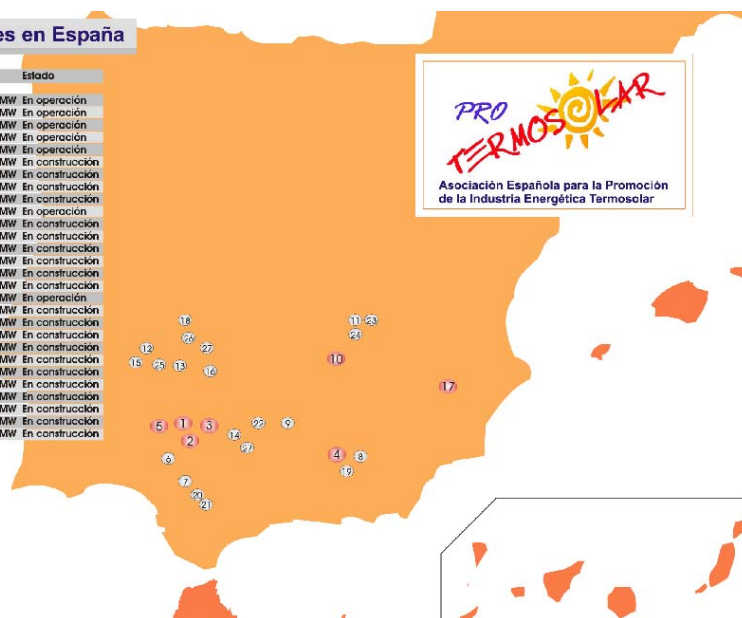


Figura 1.3.2 Localización de centrales termosolares en España.

Fuente: Asociación Española para la promoción de la Industria Energética Termosolar [8]

- **Energía eólica:** es la energía obtenida del viento, se basa en la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

La energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores, que son las máquinas encargadas de transformar la fuerza cinética del viento en electricidad. Se colocan sobre una columna o torre debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura respecto al suelo. Se procura instalarlos lejos de obstáculos que creen turbulencias en el aire y en lugares donde el viento sopla con una intensidad parecida todo el tiempo, a fin de optimizar su rendimiento.

La explotación de la energía eólica se lleva a cabo, fundamentalmente, para la generación de electricidad que se vende a la red por ello se hace instalando un conjunto de molinos aerogeneradores que forman un parque eólico. Cada parque cuenta con una central de control de funcionamiento que regula la puesta en marcha de los aerogeneradores, controla la energía generada en cada momento.

Su principal inconveniente es su intermitencia, mientras que su principal virtud es que la energía eólica no deja ningún tipo de residuos ni de emisiones dañinas para el medio ambiente, además de ser compatibles con otros usos y ser instalaciones que tras su clausura y desmantelamiento, no dejan huella y el suelo recupera su apariencia original.

Pueden ser de dos tipos:

- instalaciones ubicadas en la tierra.
- instalaciones ubicadas en el mar territorial (parques offshore).

Dentro del Real Decreto 661/2007 podemos encontrarla definida dentro del grupo b.2 y a su vez dividida en dos subgrupos; b.2.1 define las instalaciones eólicas ubicadas en tierra y b.2.2 define las instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial; estas últimas instalaciones no se tendrán en cuenta a lo largo de este documento ya que en España aún no se cuenta con dichas instalaciones.



Evolución anual de la generación eólica en España y previsión del PER. 2000-2010

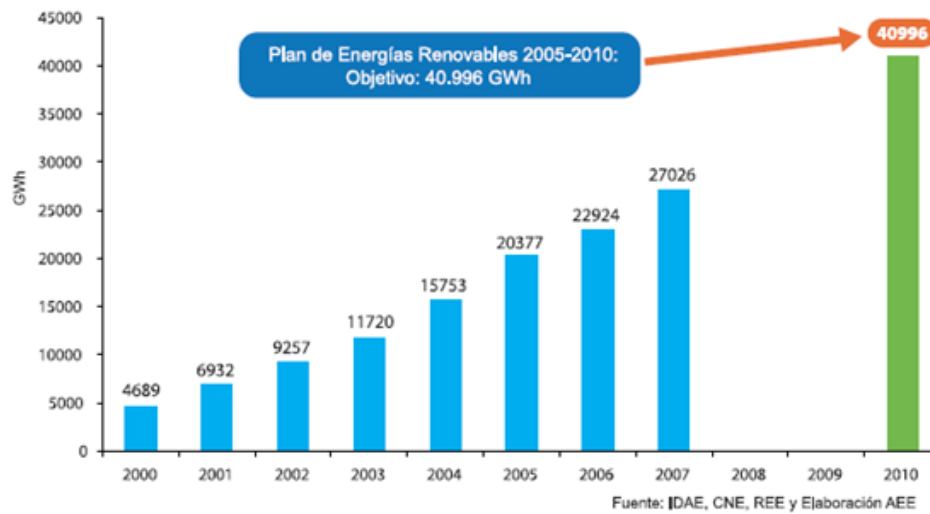


Figura 1.3.3 Evolución anual de la generación eólica en España y previsión del Plan de Energías Renovables (PER). 2000-2010.

Fuente: Asociación Empresarial Eólica [10]

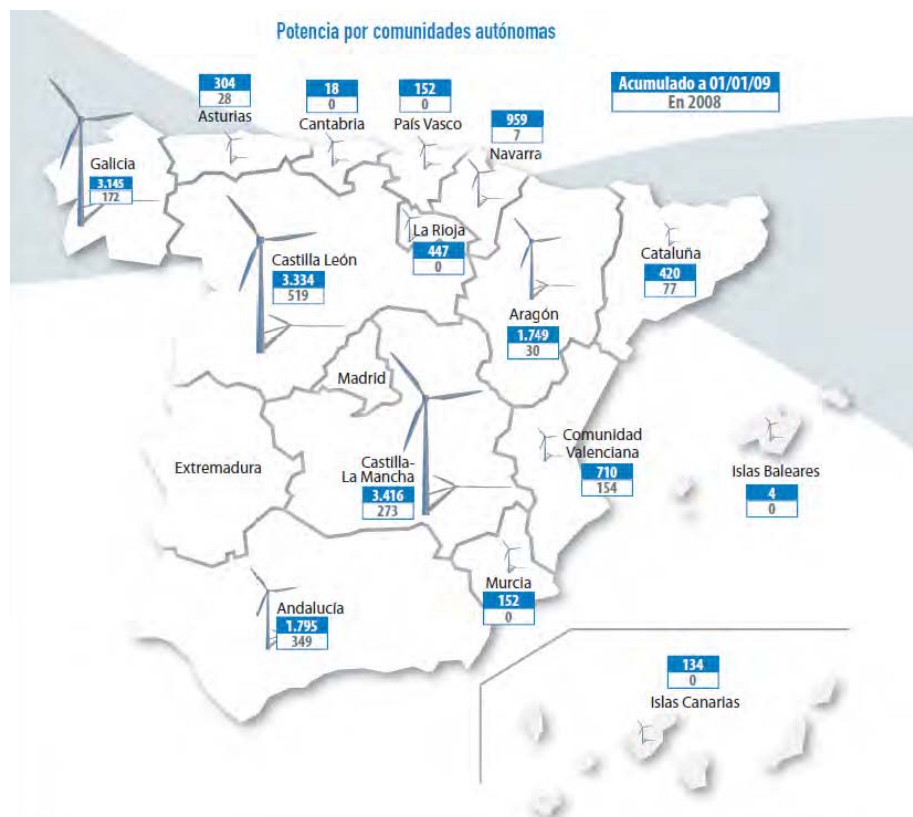


Figura 1.3.4 Potencia eólica por comunidades autónomas.

Fuente: Asociación Empresarial Eólica [10]

- **Energía geotérmica:** se debe a la diferencia de temperaturas que existen en el interior de la Tierra.

Esta energía pertenece al grupo b.3 del RD 661/2007 el cual hace referencia a las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

En este documento tampoco se entrará en detalle en esta energía puesto que en España aún están en prueba dichas instalaciones.

Yacimientos geotérmicos de interés en España			
YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS	BAJA TEMPERATURA $T < 100^{\circ}\text{C}$	Almacenes sedimentarios profundos	Cuenca del Tajo: Madrid Cuenca del Duero: León, Burgos y Valladolid Área Prebética e Ibérica: Albacete y Cuenca
		Zonas intramontañosas y volcánicas	Galicia: zonas de Orense y Pontevedra Depresiones catalanas: Vallés, Penedés, La Selva y Ampurdán Depresiones internas de las Cordilleras Béticas: Granada, Guadix, Baza, Cartagena, Mula, Mallorca Canarias: isla de Gran Canaria
	MEDIA TEMPERATURA $100^{\circ}\text{C} < T < 150^{\circ}$		Cordilleras Béticas: Murcia, Almería, Granada Cataluña: Vallés, Penedés, La Selva y Olot Galicia: áreas dde Orense y Pontevedra Pirineo Oriental: zona de Jaca-Sabiñánigo
	ALTA TEMPERATURA $T > 100^{\circ}\text{C}$		Islas Canarias: Tenerife, Lanzarote y La Palma

Figura 1.3.5 Yacimientos geotérmicos de interés en España.

Fuente: Energías Renovables [5]

- **Energía del mar:** Las posibilidades de aprovechamiento se centran, sobre todo, en la energía de las olas, la de las mareas (mareomotriz), la de las corrientes y la energía mareotérmica, que es aquella que aprovecha la diferencia que hay entre la temperatura del agua de la superficie (la que recibe el calor del sol) y la temperatura de las aguas más profundas.

- **Energía hidráulica:** aprovecha la energía potencial de una cantidad de agua situada en el cauce de un río para convertirla primero en energía mecánica (movimiento de una turbina) y posteriormente en electricidad.

Se puede dividir en tres tipos de centrales:

- Centrales de agua fluyente: captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y, una vez utilizado se devuelve al río.

- Centrales de pie de presa: se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros fines (riego), a los que la central no afecta ya que no consume volumen de agua. Estas centrales tienen la ventaja de almacenar el agua y poder emplearla en los momentos en que más se necesiten.

Normalmente son las que regulan la capacidad del sistema eléctrico y con las que se logra de mejor forma el balance consumo/producción.

Esta energía pertenece a los grupos b.4 y b.5 del RD 661/2007.

El grupo b.4 hace referencia a las centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW, mientras el grupo b.5 representa las centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.



Figura 1.3.6 Minihidráulica en España y objetivo Plan de Energías Renovables 2010.

Fuente: Comisión Nacional de Energía [7]

- **Biomasa y/o biogás:** En el contexto energético, el término biomasa se emplea para denominar a una fuente de energía renovable basada en la utilización de la materia orgánica formada por vía biológica en un pasado inmediato o de los productos derivados de ésta. La biomasa tiene carácter de energía renovable ya que su contenido energético procede en última instancia de la energía solar fijada por los vegetales en el proceso fotosintético. Esta energía se libera al romper los enlaces de los compuestos orgánicos en el proceso de combustión, dando como productos finales dióxido de carbono y agua. Por este motivo, los

Análisis del coste de los desvíos de las energías renovables en el mercado de producción de Energía Eléctrica.

productos procedentes de la biomasa que se utilizan para fines energéticos se denominan biocombustibles, pudiendo ser, según su estado físico, biocombustibles sólidos, en referencia a los que son utilizados básicamente para fines térmicos eléctricos, y líquidos como sinónimo de los biocarburantes para automoción.

Esta energía pertenece a los grupos b.6, b.7 y b.8 del RD 661/2007 así como cada uno de sus subgrupos, todos ellos pertenecen dentro del grupo de renovables a la energía térmica.

1.4 RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE

La retribución de la energía renovable depende de la opción de venta de energía a la que estén acogidas las instalaciones, si están acogidas a la opción de tarifa o a la opción de mercado.

Para ello se desarrollan cada una de las retribuciones dependiendo de la opción de venta y las componentes de las variables de las cuales dependen cada una de ellas, como son la prima, las ganancias o pérdidas en el mercado intradiario, la compensación por restricciones en tiempo real, el coste de los desvíos o el flujo de ingresos de la retribución.

1.4.1 Componentes de la retribución final horaria

La retribución final horaria de una instalación de energía renovable, en €/MWh, depende de la opción de venta a la que se acoja de entre las dos opciones permitidas en el artículo 24.1 del RD 661/2007.

La retribución final horaria de las instalaciones acogidas a la opción a) de venta a tarifa tiene hasta tres componentes: la tarifa regulada, el coste de los desvíos y, en su caso, los complementos específicos.

$$RFa_h = TARIFA - CDSVP_h + COMESP \quad (1.4.1)$$

La retribución final horaria de las instalaciones acogidas a la opción b) de venta libre tiene hasta seis componentes: el precio del mercado diario, la prima regulada, el coste de los desvíos, el precio del mercado intradiario y, en su caso, las restricciones en tiempo real y los complementos específicos.

$$RFb_h = PMD_h + PRIMA_h - CDSVP_h \pm GPMI_h + CRTTR_h + COMESP \quad (1.4.2)$$



Donde:

RF_h	Retribución total en la hora h en opción a) o en opción b), en €/MWh
TARIFA	Tarifa fija anual, en €/MWh, establecida en la normativa por tipo de instalación.
$CDSVP_h$	Coste de los desvíos, por MWh producido, liquidados en la hora h .
COMESP	Complemento específico, en €/MWh, que se aplica según la normativa con independencia de la opción de venta en determinados casos como el cumplimiento de los huecos de tensión o la repotenciación eólica.
PMD_h	Precio, en €/MWh, del mercado diario en la hora h .
$PRIMA_h$	Prima, en €/MWh, establecida en la normativa que corresponda en la hora h . Para algunas instalaciones renovables en opción b), el valor depende de PMD_h . Para el resto de instalaciones es una prima fija.
$GPMI_h$	Ganancia o pérdida, por MWh producido, en el mercado intradiario en la hora h por la diferencia de precio con el precio del mercado diario.
$CRTTR_h$	Compensación, por MWh producido, por reducción del programa en la hora h por restricciones en tiempo real.

Las opciones elegidas por los titulares de instalaciones de energías renovables son las siguientes:

Fotovoltaica	Opción a) ya que para esta tecnología no existe la opción b).
Eólica	La mayoría de las instalaciones se acogen a la opción b).
Hidráulica	Depende de la potencia de la instalación, por lo general las instalaciones más pequeñas se acogen a la opción a) y las instalaciones de mayor potencia se acogen a la opción b).
Termosolar	La mayoría de las instalaciones se acogen a la opción b).
Biomasa/gas	Son más variables, suelen pasar de la opción a) a la opción b) y viceversa según las condiciones del mercado.

Una vez que el titular elige una opción de venta la normativa establece que debe permanecer un año en la opción elegida antes de poder cambiar nuevamente de opción.

1.4.2 Componente de la prima

La prima variable horaria establecida para algunos tipos de instalaciones renovables en el RD 661/2007 se determina de la siguiente manera en función del precio del mercado diario en cada hora y de unos parámetros publicados en el Boletín Oficial del Estado (BOE) para cada año y para cada tipo de instalación:

$$\text{Si } PMD_h \leq LI - PR$$

$$PRIMA_h = LI - PMD_h$$

$$PMD_h + PRIMA_h = LI$$

$$\text{Si } LI - PR \leq PMD_h \leq LS - PR$$

$$PRIMA_h = PR$$

$$PMD_h + PRIMA_h = PMD_h + PR$$

$$\text{Si } LS - PR \leq PMD_h \leq LS$$

$$PRIMA_h = LS - PMD_h$$

$$PMD_h + PRIMA_h = LS$$

$$\text{Si } PMD_h \geq LS$$

$$PRIMA_h = 0$$

$$PMD_h + PRIMA_h = PMD_h$$

(1.4.3)

Donde:

- LI Límite inferior establecido en la normativa para cada tipo de instalación
- LS Límite superior establecido en la normativa para cada tipo de instalación
- PR Prima de referencia establecida en la normativa para cada tipo de instalación

La suma del precio del mercado diario y la prima variable garantiza un ingreso mínimo para valores bajos del mercado diario por lo que la gráfica de la suma en función del precio del mercado diario comienza manteniéndose constante en el límite inferior establecido por la normativa. Para valores intermedios del precio del mercado diario, la prima es fija por lo que la suma continúa desde el corte con la recta paralela a la de 45º con un desplazamiento vertical cuyo valor viene dado por la prima de referencia; cuando la suma alcanza el límite superior establecido en la normativa la suma permanece nuevamente constante hasta que el precio del mercado diario alcanza el límite superior, cuando corta la recta que forma 45º con la horizontal. A partir de este valor, la prima es cero, como se muestra a continuación:

Modelo retribución opción b) con prima variable RD 661

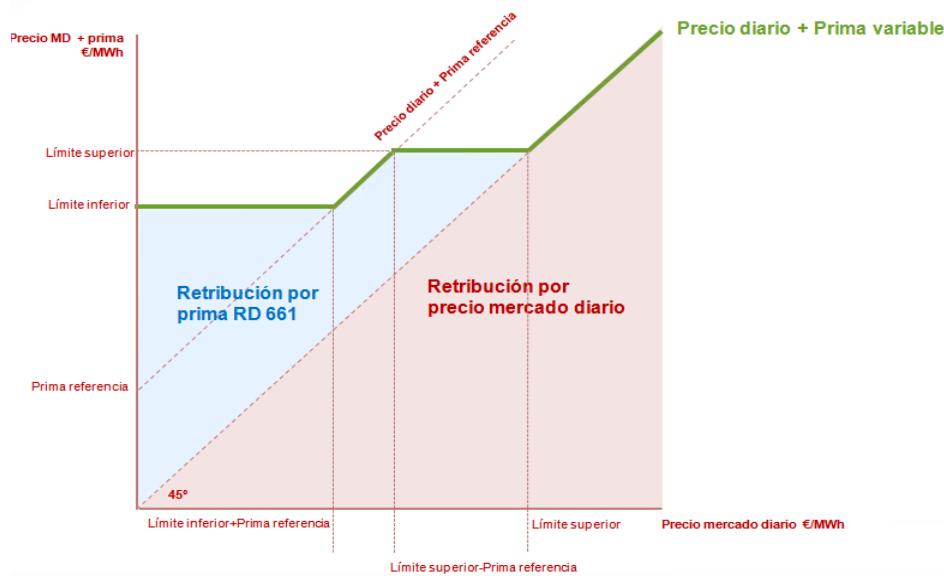


Figura 1.4.1 Modelo retribución opción b) con prima variable RD 661.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Esta gráfica se mantiene para todas las energías renovables acogidas a la opción b) que tienen prima variable tomando los diferentes valores para cada uno de los tipos de energías renovables.

La gráfica anterior en el caso de prima fija es la siguiente:

Modelo retribución opción b) con prima fija RD 661

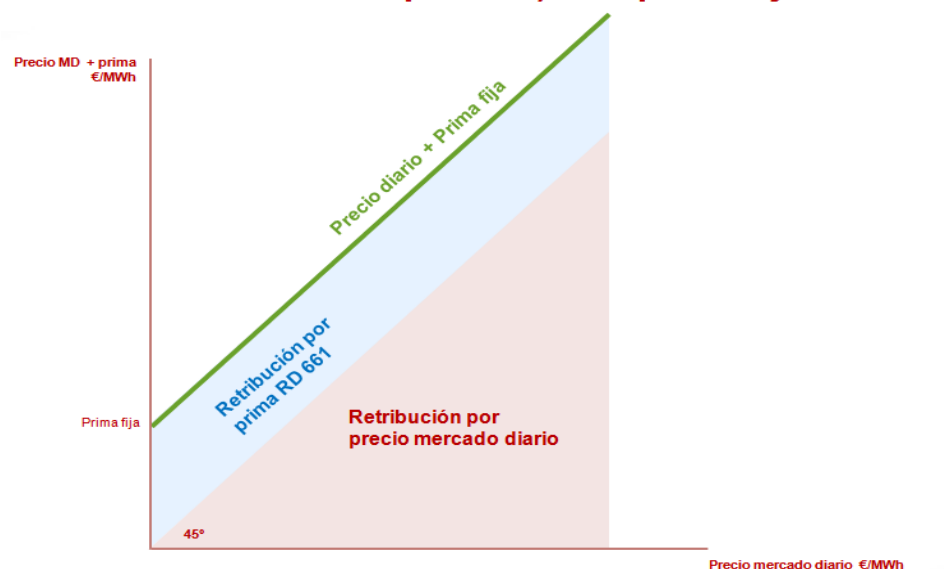


Figura 1.4.2 Modelo retribución opción b) con prima fija RD 661.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

1.4.3 Componente del mercado intradiario

Las energías renovables participan en el mercado intradiario para realizar ajustes de la energía programada por las nuevas previsiones del recurso renovable disponibles en un espacio de tiempo cada vez más próximo a la hora real de producción y con el objetivo último de intentar reducir el desvío. En el mercado intradiario se obtienen ganancias o pérdidas en la retribución final por la diferencia de precio entre el mercado diario y las sesiones del mercado intradiario en la misma hora. Un ajuste en el mercado intradiario para aumentar el programa de producción es una venta que produce ganancia si el precio de la sesión es mayor que el precio del mercado diario y pérdida en caso contrario. Un ajuste para reducir el programa es una recompra que produce ganancia si el precio de la sesión es menor que el precio del mercado diario donde se vendió el programa y pérdida en caso contrario.

Las ganancias o pérdidas en el mercado intradiario vienen dadas mediante el siguiente cálculo:

$$GPMIP_h = \frac{\sum EMI_{h,s} \times (PMI_{h,s} - PMD_h)}{MED_h} = \frac{GPMI_h}{MED_h} \quad (1.4.4)$$

Donde:

$EMI_{h,s}$	Energía negociada en la sesión s del mercado intradiario en la hora h como venta (valor positivo) o recompra (negativo).
$PMI_{h,s}$	Precio de la sesión s del mercado intradiario en la hora h .
MED_h	Producción medida en la hora h .

El valor de las ganancias o pérdidas del mercado intradiario es poco significativo ya que el precio del mercado intradiario suele tomar un valor cercano al precio marginal del diario.

1.4.4 Componente de restricciones en tiempo real

Cuando se cierra el mercado intradiario para una hora, el operador del sistema puede determinar que la evacuación de la energía programada por un conjunto de instalaciones no es viable por congestiones en las líneas. En este caso se ordena una reducción del programa del mercado para ajustar los programas a la capacidad de evacuación. Estas restricciones se producen en tiempo real o inmediatamente antes; esta situación es muy infrecuente, pero cuando ocurre, existe una compensación al obligar a reducir la producción de energía en tiempo real.

La compensación por restricciones en tiempo real es el 15% de valor de la energía reducida al precio del mercado diario; se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$CRTTR_h = \frac{RTTR_h \times 0,15 \times PMD_h}{MED_h} \quad (1.4.5)$$



Donde:

$RTTR_h$ Energía reducida en la hora h por restricciones en tiempo real, en valor positivo.

La reducción de la energía programada en el mercado por restricciones técnicas en tiempo real es muy infrecuente y afecta a pocas instalaciones (0,3% de la energía programada renovable); por lo que se puede decir que la repercusión de la compensación en un período anual es nula o insignificante.

1.4.5 Componente del coste del desvío

El programa previsto de producción de energía después de haber participado en el mercado diario y en el mercado intradiario, y en caso necesario después de las restricciones en tiempo real, no será casi nunca igual a la energía efectivamente producida originando un desvío por déficit o por exceso sobre la energía programada que el operador del sistema debe resolver utilizando energías de balance para que reemplacen el déficit de energía creado por el desvío o para que sean reemplazadas por el exceso de energía renovable producido como desvío. El coste de las energías de balance se repercute a los productores con desvíos originando una pérdida de ingresos.

El coste del desvío unitario por MWh producido se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$CDSVP_h = \frac{DSV_h \times (PMD_h - PLDSV_h)}{MED_h} = \frac{CDSV_h}{MED_h} \quad (1.4.6)$$

Donde:

DSV_h Desvío en la hora h calculado como diferencia entre la producción horaria medida y el programa horario final operativo que es el programa final del mercado menos la reducción por restricciones en tiempo real. Es positivo si la producción es mayor que el programa y negativo en caso contrario.

$PLDSV_h$ Precio liquidado del desvío a la instalación en la hora h . Es menor o igual que PMD_h cuando DSV_h es positivo y mayor o igual que PMD_h cuando DSV_h es negativo. Por tanto, $CDSVP_h$ siempre es positivo o cero.

El coste de desvío y sus causas se analizan con detalle en apartados posteriores para cada tipo de instalación.

1.4.6 Flujo de ingresos de la retribución.

La retribución de las instalaciones en opción a) en euros se obtiene del saldo neto de las liquidaciones del operador del mercado, del operador del sistema y de la CNE del siguiente modo:

$$RFa\epsilon_h = MED_h \times RFa_h \quad (1.4.7)$$

- En la liquidación del OM se obtiene:

$$LIQOM_h = EMD_h \times PMD_h + \sum_s EMI_{h,s} \times PMI_{h,s} \quad (1.4.8)$$

- En la liquidación del OS se cobra o se paga:

$$LIQOS_h = DSV_h \times PLDSV_h \quad (1.4.9)$$

- En la liquidación de la CNE se cobra:

$$LIQCNE_h = MED_h \times (TARIFA + COMESP) - LIQOM_h - LIQOS_h - CDSV_h \quad (1.4.10)$$

Si consideramos:

$$BALDITA_h = LIQOM_h + LIQOS_h + CDSV_h = MED_h \times PMD_h + GPMI_h \quad (1.4.11)$$

entonces

$$LIQCNE_h = MED_h \times (TARIFA + COMESP) - BALDITA_h \quad (1.4.12)$$

La BALDITA es la Base para la liquidación de la diferencia con la tarifa y puede comprobarse que es igual a la suma de las liquidaciones del operador del mercado y del operador del sistema descontando el coste de los desvíos para que este coste no sea compensado por la tarifa y recaiga sobre el titular de la instalación.

Teniendo en cuenta que la energía total producida en una hora es la suma de la energía negociada en los mercados diario e intradiario y los desvíos:

$$MED_h = EMD_h + \sum_s EMI_{h,s} + DSV_h \quad (1.4.13)$$

puede comprobarse que:

$$RFa\epsilon_h = LIQOM_h + LIQOS_h + LIQCNE_h \quad (1.4.14)$$



Álgebra de la BALDITA

Liquidación OM + Liquidación OS + Coste desvíos art. 34

=

BALDITA

=

Medida a precio mercado diario + Ganancia/Pérdida mercado intradiario

Liquidación OM-Mdiario	EneMD x PreMD
Liquidación OM-MIntradiario	EneMI x PreMI
Liquidación OS-Desvío	(EneMedida-EneMD-EneMI) x PreDesvío
Coste Desvío Art 34	(EneMedida-EneMD-EneMI) x (PrecioMD-PreDesvío)
Total = BALDITA =	EneMedida x PreMD + EneMI x (PreMI – PreMD)

Figura 1.4.3 Álgebra de la Baldita.

Liquidaciones de instalaciones en Régimen Especial a la opción de tarifa.

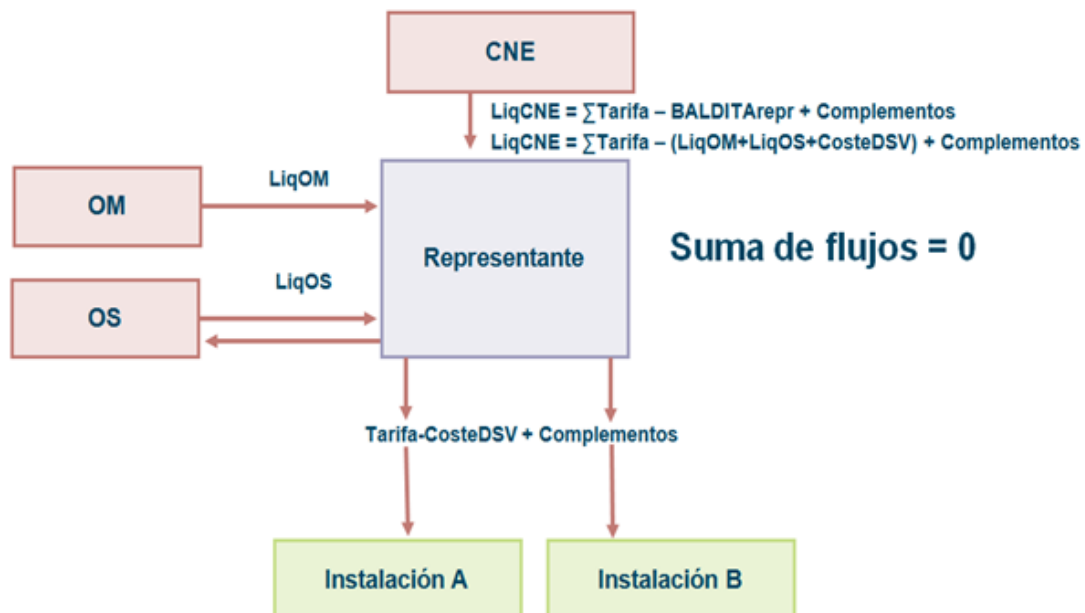


Figura 1.4.4 Liquidaciones de instalaciones en Régimen Especial a la opción de tarifa.

El operador del mercado (OM) liquidará al representante según la energía ofertada al precio del mercado.

$$LiqOM = Energía a Mercado \times Precio Mercado \quad (1.4.15)$$

El operador del sistema (OS) realizará la liquidación correspondiente a los desvíos producidos, según la fórmula siguiente, que dará un resultado negativo si se produce menos de lo programado, y positivo en caso contrario.

$$LiqOS = Energía Desvío \times Precio Desvío \quad (1.4.16)$$

El coste del desvío lo asume el titular de la instalación, ya que en la liquidación de la CNE de la prima equivalente no se deduce dicho coste.

La retribución de las instalaciones en opción b) en euros se obtiene igualmente del saldo neto de las liquidaciones del operador del mercado, del operador del sistema y de la CNE del siguiente modo:

$$Rfb\epsilon_h = MED_h \times Rfb_h \quad (1.4.17)$$

- En la liquidación del OM se obtiene:

$$LIQOM_h = EMD_h \times PMD_h + \sum_s EMI_{h,s} \times PMI_{h,s} \quad (1.4.18)$$

- En la liquidación del OS se cobra o se paga:

$$LIQOS_h = DSV_h \times (PMD_h - PLDSV_h) + RTTR_h \times 0,15 \times PMD_h \quad (1.4.19)$$

- En la liquidación de la CNE se cobra:

$$LIQCNE_h = MED_h \times (PRIMA_h + COMPESP) \quad (1.4.20)$$

Teniendo en cuenta que la energía total producida en una hora es la suma de la energía negociada en los mercados diario e intradiario y los desvíos:

$$MED_h = EMD_h + \sum_s EMI_{h,s} - RTTR_h + DSV_h \quad (1.4.21)$$

puede comprobarse que:

$$Rfb\epsilon_h = LIQOM_h + LIQOS_h + LIQCNE_h \quad (1.4.22)$$

1.5 MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

A continuación se expone cada una de las formas en las que cada titular de una instalación de régimen especial renovable puede participar en el mercado eléctrico, las cuales pueden ser elegidas libremente por el titular de la instalación.



Estas modalidades de participación dependerán una vez más de la opción de venta de energía a la que esté acogida la instalación.

1.5.1 Posibilidades para el titular de la instalación

El titular de una instalación de régimen especial renovable puede participar en el mercado de cuatro maneras diferentes:

- **Directamente como titular**

Se puede participar de esta manera tanto en la opción a) como en la opción b).

En este caso el sujeto titular participa directamente en el mercado de producción.

El Sujeto de Liquidación, es decir, la empresa responsable de los cobros, pagos y prestación de las garantías que se derivan del proceso de liquidación del operador del sistema, será el titular.

- **Vendiendo la energía a comercializador**

Se puede participar de esta manera únicamente en la opción b).

El titular vende la producción de la instalación a un comercializador que presentará las ofertas tanto en el mercado diario como en el intradiario y ejecutará contratos bilaterales. Los pagos y cobros y las garantías son responsabilidad del sujeto comercializador; se diferencia del caso de representante en nombre propio en el contrato, ya que en este caso el contrato será de compra-venta de energía, por lo que el sujeto comercializador podrá hacer con la energía lo que él mismo precise.

El Sujeto de Liquidación será el comercializador.

- **Representado en nombre ajeno**

Se puede participar de esta manera únicamente en la opción b).

El sujeto titular participa en el mercado de producción mediante un sujeto representante en nombre ajeno, a través de un contrato de representación; el representante será el responsable de la presentación de ofertas tanto en el mercado diario como en el intradiario y de la ejecución de contratos bilaterales. El representante actúa como intermediario en lo referente a la operativa con OMEL y REE, pero los cobros y los pagos los realiza el titular de la instalación, así como el depósito de garantías.

Al igual que en el caso anterior el Sujeto de Liquidación será el titular de la instalación de régimen especial.

- **Representado en nombre propio**

Se puede participar de esta manera tanto en la opción a) como en la opción b).

Al igual que en el caso del representado en nombre ajeno, se hace mediante un contrato de representación con un sujeto representante en nombre propio; el representante será el responsable de la presentación de ofertas tanto en el mercado diario como en el

intradiario y de la ejecución de contratos bilaterales y además será el responsable de los pagos y cobros y de las de garantías.

En este caso el Sujeto de Liquidación será el representante.

La participación mediante representación está sujeta a algunas limitaciones normativas:

- Un sujeto que actúa como representante de empresas en las que participa directa o indirectamente en más de un 50%, no puede actuar como representante de otras empresas. El incumplimiento de esta prohibición es infracción muy grave (Ley Sector Eléctrico).
- Un sujeto no puede representarse a sí mismo.
- Los operadores dominantes sólo pueden representar instalaciones de las que directa o indirectamente posean más del 50%.
- El resto de operadores pueden representar hasta el 5% del mercado total de producción Régimen Ordinario + Régimen Especial (RO + RE).
- Se puede participar en el OM representado en nombre ajeno y en el operador del sistema (OS) representado en nombre propio.

- Representante de último recurso del régimen especial.

La disposición adicional séptima del RD 485/2009, de 3 de abril, *Representación de determinadas instalaciones del régimen especial*, establece que:

1. Se prorroga la aplicación del RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, hasta el 30 de Junio de 2009.
2. A partir del 1 de Julio de 2009 las instalaciones que hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1 del RD 661/2007, y estuvieran vendiendo su energía en el sistema de ofertas gestionado por el OM mediante la realización de ofertas a través de su empresa distribuidora que actúa como representante de último recurso, mientras los titulares de las instalaciones no comuniquen su intención de operar a través de otro representante, pasarán a ser representados, en nombre propio y por cuenta ajena, por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de la zona de distribución a la que estén conectados.

En el caso de que el generador pertenezca a una zona de distribución donde no exista comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red, el comercializador de último recurso será el perteneciente al grupo empresarial propietario de la red al que esté conectada su zona de distribución.

Asimismo, será de aplicación lo establecido anteriormente para las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 del RD 661/2007, desde el primer día del mes siguiente al de la fecha del acta de puesta en servicio hasta la fecha en que inicie su participación efectiva en el mercado de producción.



La representación en el mercado gestionado por el OM de las instalaciones que hubieran elegido la opción a) será siempre en nombre propio y por cuenta ajena.

Por la representación en el mercado de las instalaciones de régimen especial que venden su energía a tarifa, opción a) del artículo 24.1 del RD 661/2007, la comercializadora cobrará un importe máximo de 5 €/MWh cedido, a excepción de la energía fotovoltaica que cobrará un importe a partir de 1,5 €/kWh, este importe variará dependiendo de la potencia cedida.

Si el comercializador de último recurso estuviera declarado como operador dominante del sector eléctrico por la CNE o fuera una persona jurídica que pertenezca a una empresa o grupo empresarial que tuviera esta condición, este precio, será fijo de 10 €/MWh cedido.

Ejemplo de oferta de representación en nombre propio.

Como ejemplo de fotovoltaica, se muestra un cuadro del precio del servicio ofrecido a los asociados a ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica) dependiendo de la potencia total contratada con la compañía Nexus Energía S.A.:

- A partir de 1 de enero de 2009 el coste del servicio será, en función del número de instalaciones gestionadas tomando como referencia su inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial:

Potencia gestionada a través de ASIF *	Precio servicio
menos de 25MW	3,00 €/MWh
entre 25MW y 50MW	2,50 €/MWh
entre 50MW y 100MW	2,00 €/MWh
más de 100 MW	1,50 €/MWh

Tabla 1.5.1 Ejemplo coste del servicio Nexus Energía S.A.

Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica [4]

En su oferta dicha empresa asume la totalidad del coste de desvíos provocado por desajustes entre la previsión y la producción real de la instalación.

1.5.2 Unidad de programación y unidad de oferta

La participación en el mercado se realiza mediante unidades de oferta y unidades de programación. La unidad de oferta es una agrupación de instalaciones para ofertar al mercado diario e intradiario gestionados por el operador del mercado.

La unidad de programación es una agrupación de instalaciones para representar los programas del OS, para ofertar al OS, para ejecutar bilaterales y para el cálculo de la liquidación del OS.

En el caso de los titulares que participan directamente en el mercado las unidades de oferta son iguales a las unidades de programación. Los representantes y comercializadores pueden participar con una o varias unidades de oferta que pueden agrupar una o varias unidades de programación. Una unidad de programación únicamente puede estar en una sola unidad de oferta.

Las unidades de programación de instalaciones en opción a) siguen los siguientes criterios:

- Agrupación obligatoria de instalaciones por tecnología (eólica, hidráulica, fotovoltaica, termosolar, térmica renovables (biomasa, biogás), térmica no renovable, y geotérmica)
- Agrupación obligatoria por titular si el titular es Sujeto de Liquidación.
- Agrupación potestativa de instalaciones si el titular no es Sujeto de Liquidación:
 - En cartera del representante en nombre propio/ comercializador
 - Por titular representado/comercializado (potencia mínima de la unidad= 0,1 MW)
 - Separación obligatoria de instalaciones exentas y no exentas de costes de desvíos.

Las unidades de programación de instalaciones en opción b) siguen los mismos criterios que en la opción a) a excepción del último, puesto que en este caso no se aplica exención, es decir:

- Agrupación obligatoria de instalaciones por tecnología (eólica, hidráulica, fotovoltaica, termosolar, térmica renovable (biomasa, biogás), térmica no renovable, y geotérmica)
- Agrupación obligatoria por titular si el titular es Sujeto de Liquidación.
- Agrupación potestativa de instalaciones si el titular no es Sujeto de Liquidación:
 - En cartera del representante en nombre propio/comercializador
 - Por titular representado/comercializado (potencia mínima de la unidad= 0,1 MW)

1.6 LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS

La liquidación de los desvíos depende de varios factores; en primer lugar del desvío en sí, que se define como la energía medida menos la energía programada, ya que la liquidación variará si el desvío es a favor o en contra del sistema.

Por otra parte se desarrolla la necesidad neta del balance del sistema para determinar el precio que se debe aplicar al desvío.

La liquidación puede ser de dos tipos; la liquidación consolidada del desvío por sujeto de liquidación, que dependerá del sentido del desvío total de las unidades de programación del sujeto, o la liquidación de cada unidad de programación por separado.

Finalmente se desarrolla el coste del desvío dependiendo de si es a favor o en contra del sistema y la exposición de la exención de dicho coste en algunas instalaciones.



1.6.1 Desvíos

El desvío horario de una unidad de programación se calcula de la manera siguiente:

$$\begin{aligned}
 DSV_{h,up} &= MED_{h,up} - PHO_{h,up} \\
 PHO_{h,up} &= PHF_{h,up} - RTTR_{h,up} \\
 DSV_{h,up} &= MED_{h,up} - (PHF_{h,up} - RTTR_{h,up})
 \end{aligned}
 \tag{1.6.1}$$

Donde:

$DSV_{h,up}$	Desvío de la unidad up en la hora h .
$PHF_{h,up}$	Programa horario final del mercado de la unidad up en la hora h tras la última sesión del mercado intradiario. Calculado como diferencia entre la producción horaria medida y el programa horario final operativo que es el programa final del mercado menos la reducción por restricciones en tiempo real.
$PHO_{h,up}$	Programa horario operativo de la unidad up en la hora h . Es igual al programa horario final del mercado menos la reducción, en su caso, de energía por restricciones en tiempo real por congestión en las líneas de evacuación.

1.6.2 Necesidad neta de balance del sistema

La necesidad neta de balance del sistema en cada hora se utiliza para determinar el precio a aplicar a los desvíos según se detalla más adelante.

La necesidad neta de balance del sistema en cada hora se calcula de la siguiente manera:

$$NNBS_h = \sum_{t,s} EB_{t,h,s}
 \tag{1.6.2}$$

Donde:

$NNBS_h$	Necesidad neta de balance del sistema en la hora h .
$EB_{t,h,s}$	Energía de balance del tipo t en la hora h en el sentido s .
$t =$	energía de gestión de desvíos, energía de regulación terciaria, energía de regulación secundaria.
$s =$	subir producción, bajar producción

$EB_{t,h,s}$ es positiva si el sentido es mayor producción y negativa en caso de ser el sentido menor producción.

Energías de balance en el año 2008 y tipo de desvíos que la originaron

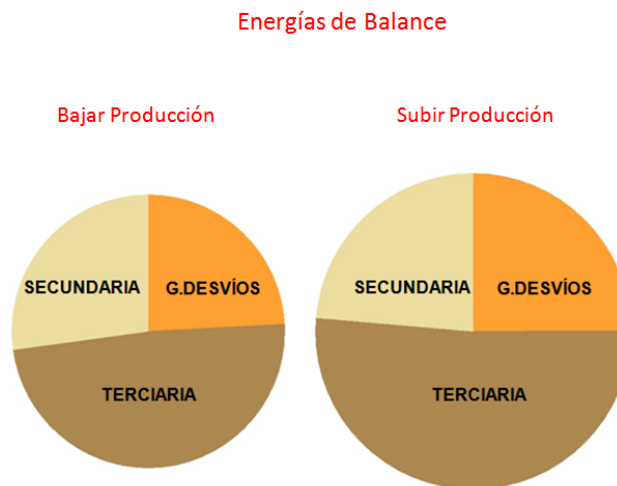


Figura 1.6.1 Energías de balance.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Desvíos que han originado las energías de balance.

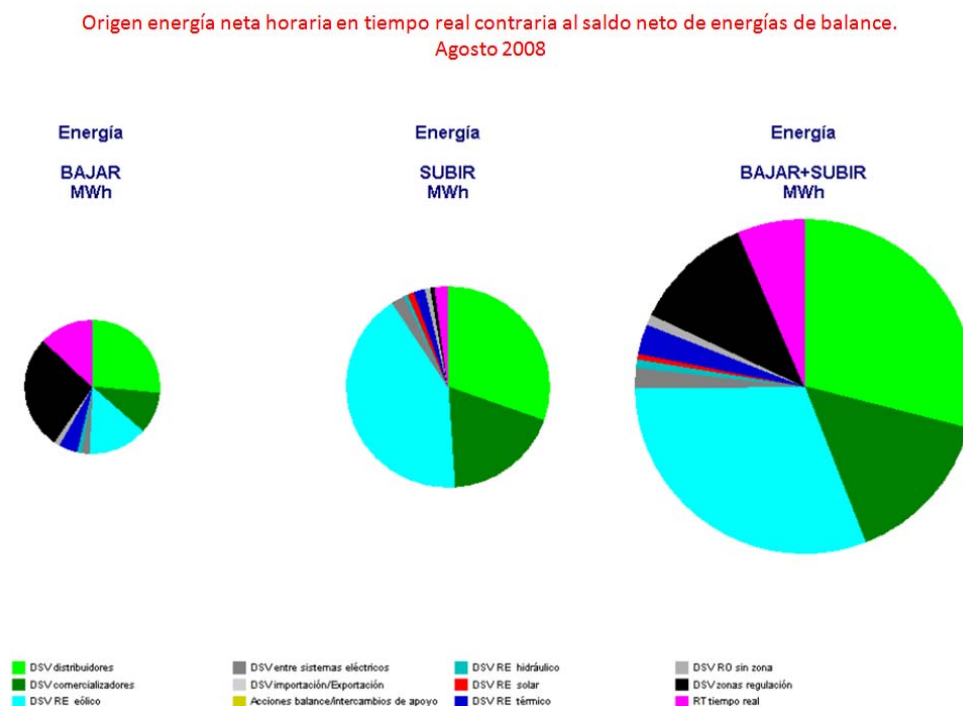


Figura 1.6.2 Origen energía neta horaria en tiempo real contraria al saldo neto de energías de balance.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]



1.6.3 Liquidación del desvío consolidado por sujeto de liquidación.

El sujeto de liquidación es la empresa responsable de los cobros, pagos y prestación de las garantías que se derivan del proceso de liquidación del Operador del Sistema (OS).

La liquidación consolidada del desvío por sujeto de liquidación (SL) dependerá del sentido de la suma total de los desvíos de las unidades de programación (UP) del sujeto, variará si el sentido es favorable al sistema o contrario al mismo.

El desvío consolidado es favorable al sistema cuando el desvío sigue el sentido de la necesidad de balance del sistema, es decir, cuando la necesidad del sistema sea reducir producción y el desvío consolidado sea a bajar, es decir, menos producción; o en el caso de que la necesidad sea aumentar producción, y a su vez el desvío sea a subir, más producción.

El desvío consolidado es contrario al sistema cuando el desvío sigue el sentido contrario a la necesidad de balance del sistema, por lo tanto se dará cuando la necesidad del sistema sea reducir producción y a su vez el desvío sea a subir, más producción; o en el caso de ser la necesidad del sistema aumentar producción, y el desvío sea a bajar, menor producción.

A continuación se muestra un esquema de lo explicado:

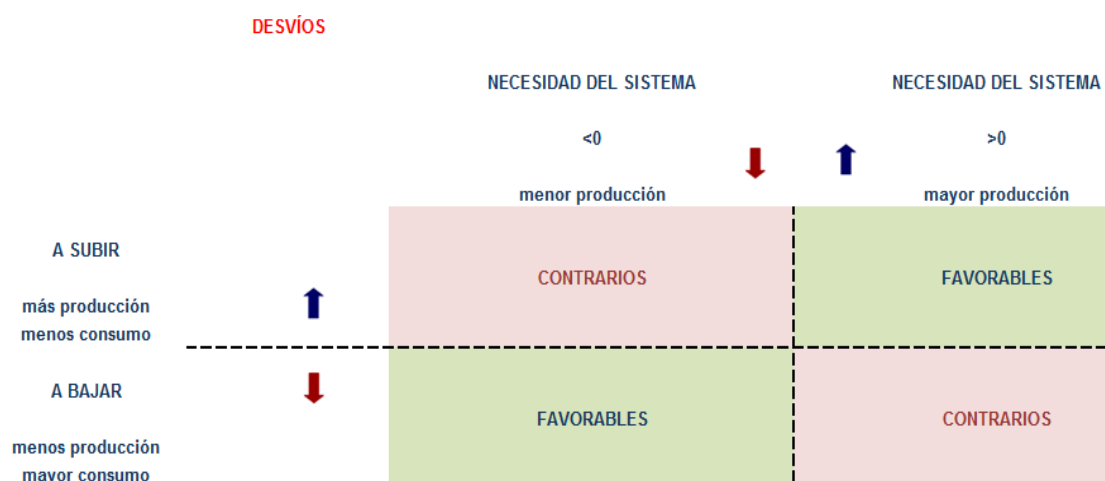


Figura 1.6.3 Desvíos.

El desvío consolidado por Sujeto de Liquidación se calcula como la suma de los desvíos de todas sus unidades de programación:

$$DSV_{h,sl} = \sum_{up} (MED_{h,up} - PHO_{h,up}) \quad (1.6.3)$$

Donde:

$DSV_{h,sl}$ Desvío consolidado de las unidad up del sujeto de liquidación sl en la hora h .

El importe de la valoración económica del desvío consolidado se calcula aplicando el precio general de desvíos que corresponda al sentido del desvío consolidado:

$$Si DSV_{h,sl} > 0 \rightarrow IMP_{h,sl} = DSV_{h,sl} \times PGDSVS_h \quad (1.6.4)$$

$$Si DSV_{h,sl} < 0 \rightarrow IMP_{h,sl} = DSV_{h,sl} \times PGDSVB_h \quad (1.6.5)$$

Donde:

$IMP_{h,sl}$ Valor en euros del desvío consolidado del sujeto de liquidación sl en la hora h .

$PGDSVS_h$ Precio general de desvíos a subir en la hora h que se calcula con el siguiente criterio:

$$Si NNS_h < 0$$

$$PGDSVS_h = \min \left(\frac{\sum_t (EB_{t,h,bajar} \times PREB_{t,h,bajar})}{\sum EB_{t,h,bajar}}, PMD_h \right)$$

$$Si NNS_h > 0$$

$$PGDSVS_h = PMD_h$$

(1.6.6)

Donde:

$PREB_{t,h,bajar}$ Precio marginal de la energía de balance a bajar de tipo t en la hora h .

$PGDSVB_h$ Precio general de desvíos a bajar en la hora h que se calcula con el siguiente criterio:

$$Si NNS_h > 0$$

$$PGDSVB_h = \max \left(\frac{\sum_t (EB_{t,h,subir} \times PREB_{t,h,subir})}{\sum EB_{t,h,subir}}, PMD_h \right)$$

$$Si NNS_h < 0$$

$$PGDSVB_h = PMD_h$$

(1.6.7)

Donde:

$PREB_{t,h,subir}$ Precio marginal de la energía de balance a subir de tipo t en la hora h .



En el siguiente cuadro se refleja el cálculo del precio esquemáticamente:

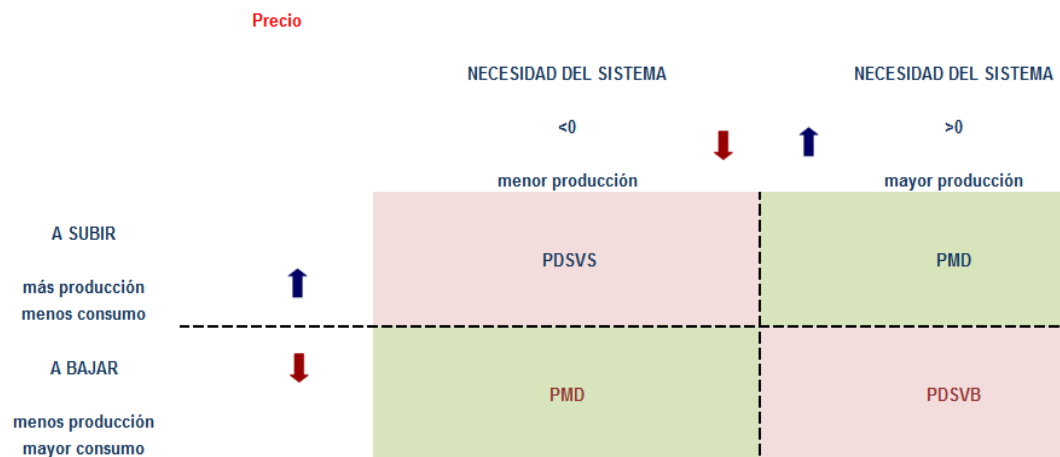


Figura 1.6.4 Precio de los desvíos.

Los precios del sistema son publicados por Red Eléctrica de España, ya que son datos públicos, se pueden encontrar en su página web www.esios.ree.es en el apartado de publicaciones, donde podemos encontrar una pestaña de liquidaciones y buscar el mes que nos interese, se encuentra en un archivo zip denominado “*liquicomun*”.

A continuación se muestra una gráfica a modo de ejemplo donde se muestra el precio de los desvíos del mes de agosto de 2008 (en el anexo V se expone el análisis completo del mes de agosto del 2008).

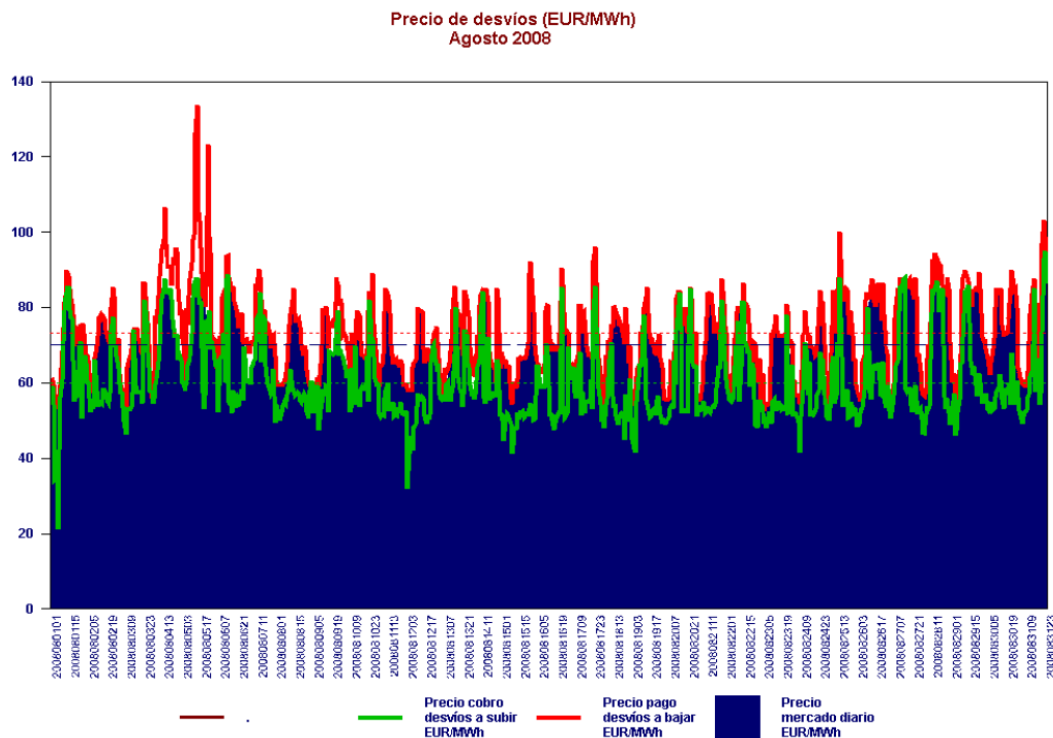


Figura 1.6.5 Gráfica precio de los desvíos Agosto 2008.

Fuente: Red Eléctrica de España [1]

1.6.4 Liquidación del desvío de la unidad de programación

Para determinar el importe de la liquidación del desvío de cada unidad de programación se asigna el importe consolidado del desvío por sujeto de liquidación a cada unidad de programación del sujeto de liquidación con los siguientes criterios:

- Si el desvío de la unidad es favorable:

$$IMP_{h,up} = DSV_{h,up} \times PMD_h \quad (1.6.8)$$

- Si el desvío de la unidad es contrario y el desvío consolidado es favorable o es cero:

$$IMP_{h,up} = DSV_{h,up} \times PMD_h \quad (1.6.9)$$

- Si el desvío de la unidad es contrario y el desvío consolidado es contrario:

$$IMP_{h,up} = DSV_{h,up} \times PAC_{h,sl,s} \quad (1.6.10)$$

Donde:

$IMP_{h,sl}$ Valor en euros del desvío de la unidad de programación up en la hora h .

$PAC_{h,sl,s}$ Precio apantallado de los desvíos contrarios en el sentido s de las unidades de programación del sujeto sl en la hora h .

El precio apantallado de desvíos contrarios de unidades del sujeto de liquidación se obtiene calculando la suma de los desvíos de las unidades del sujeto separadamente a subir y a bajar:

$$DSVS_{h,sl} = \sum_{up} |DSV_{h,up}| \text{ para } DSV_{h,up} > 0 |$$

$$DSVB_{h,sl} = \sum_{up} |DSV_{h,up}| \text{ para } DSV_{h,up} < 0 |$$

$$DSV_{h,sl} = DSVS_{h,sl} - DSVB_{h,sl} \quad (1.6.11)$$

Si el desvío consolidado del sujeto es a subir ($DSVB_{h,sl} \leq DSVS_{h,sl}$) y es en contra, el precio apantallado a subir es:

$$PAC_{h,sl,subir} = PAS_{h,sl} = PGDSVS_h + (PMD_h - PGDSVS_h) \times \frac{DSVB_{h,sl}}{DSVS_{h,sl}} \quad (1.6.12)$$

Si el desvío consolidado del sujeto es a bajar ($DSVS_{h,sl} \leq DSVB_{h,sl}$) y es en contra, el precio apantallado a bajar es:

$$PAC_{h,sl,bajar} = PAB_{h,sl} = PGDSVB_h + (PMD_h - PGDSVB_h) \times \frac{DSVS_{h,sl}}{DSVB_{h,sl}} \quad (1.6.13)$$



En el cuadro siguiente se muestra el esquema de los precios dependiendo del sentido de la necesidad neta del sistema y de los desvíos totales del sujeto de liquidación:

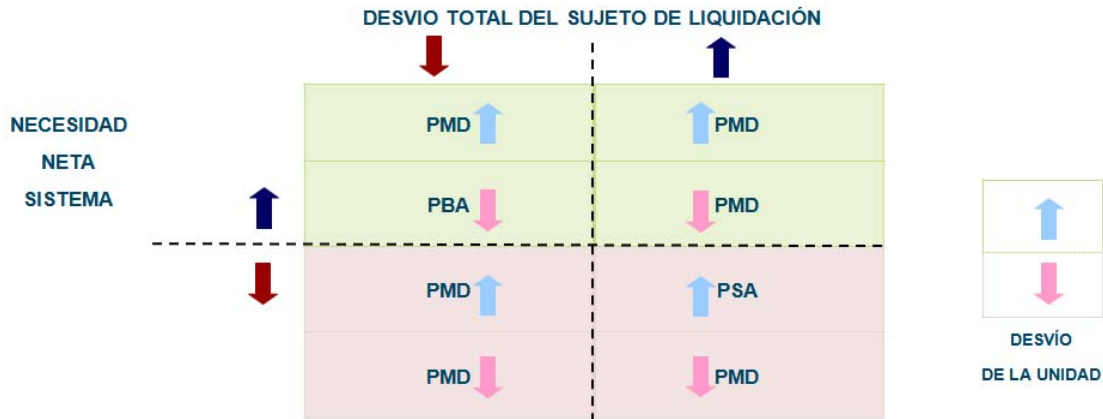


Figura 1.6.6 Desvío total del sujeto de liquidación.

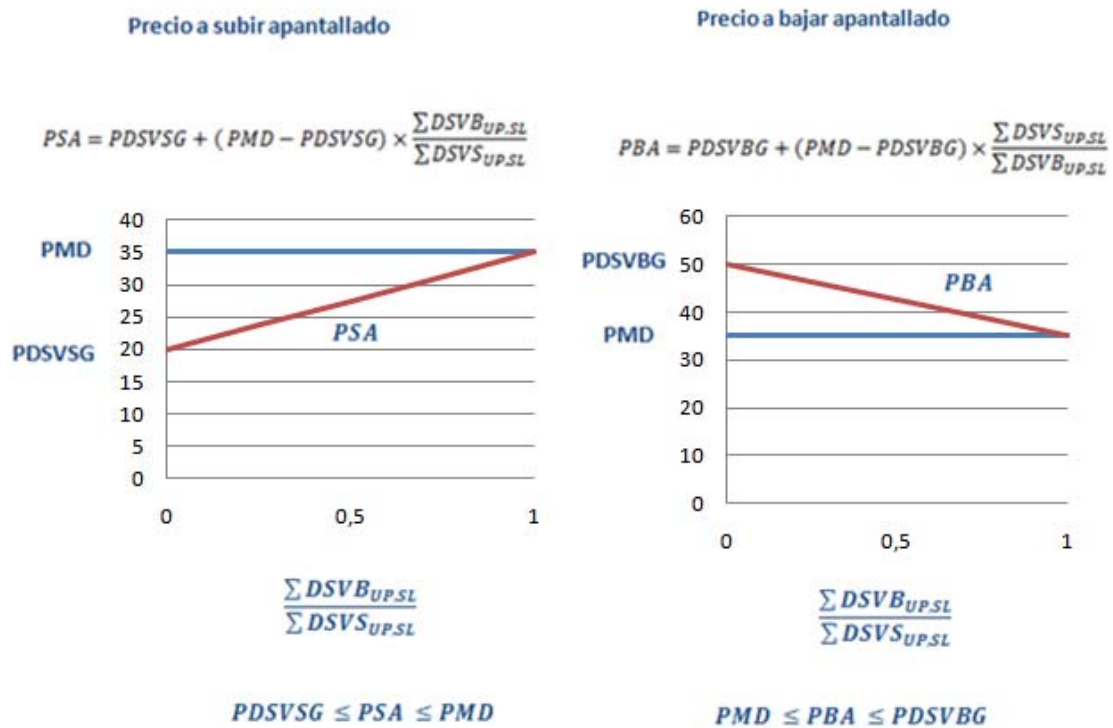


Figura 1.6.7 Precio del apantallamiento de los desvíos.

Como conclusión puede comprobarse que el beneficio del apantallamiento para los desvíos contrarios de las unidades de programación de un sujeto de liquidación, con independencia del sentido, depende del ratio entre la suma de los desvíos a favor de sus unidades y la suma de sus desvíos en contra:

$$IBA_{h,sl} = \frac{DSVF_{h,up}}{DSVC_{h,up}} \quad (1.6.14)$$

Donde:

$IBA_{h,sl}$	Indicador del beneficio del apantallamiento en la hora h de las unidades de programación del sujeto sl que tienen desvío contrario.
$DSVF_{h,sl}$	Si los desvíos a favor son a subir $DSVF_{h,sl} = DSVS_{h,sl}$ Si los desvíos a favor son a bajar $DSVF_{h,sl} = DSVB_{h,sl}$
$DSVC_{h,sl}$	Si los desvíos en contra son a subir $DSVC_{h,sl} = DSVS_{h,sl}$ Si los desvíos en contra son a bajar $DSVC_{h,sl} = DSVB_{h,sl}$

$IBA_{h,sl} \geq 1$	Apantallamiento total. Precio apantallado desvíos contrarios = Precio mercado diario
$0 < IBA_{h,sl} < 1$	Apantallamiento medio. Precio apantallado mejor que precio general de desvíos contrarios.
$IBA_{h,sl} = 0$	Apantallamiento nulo. Precio apantallado desvíos contrarios = Precio general desvíos contrarios.

La reducción del coste de los desvíos es posible si se agrupan los productores en la cartera de un sujeto de liquidación como un representante en nombre propio o un comercializador. Esta reducción en la energía desviada y en el coste es posible gracias a que al incluirse una instalación en la cartera de un sujeto de liquidación, la normativa considera como unidad básica de liquidación de desvíos la cartera de instalaciones del sujeto, lo que reduce siempre el importe del desvío y por tanto el coste, dado que se suman los desvíos de todas y cada una de las instalaciones representadas, pudiendo sumarse por tanto desvíos positivos con desvíos negativos y compensarse o apantallarse entre ellos, dando por tanto un desvío total de la cartera inferior a la suma de los desvíos absolutos individuales de cada instalación. Al repartir “aguas abajo” el desvío de la cartera entre las unidades que provocaron ese desvío da lugar a un ahorro en coste desde un 45% a un 85%, variable según la precisión de la previsión del desvíos consolidado del sujeto.

La consolidación, apantallamiento o “neteo” de los desvíos, como comúnmente se le designa, debido a la inclusión en una cartera de un representante, ha hecho posible que todos los generadores en régimen especial puedan disponer de las mismas ventajas derivadas de las



economía de escala que poseen las grandes empresas eléctricas, facilitando así la inversión en energías renovables.

A continuación se expone un caso práctico para una mejor comprensión de la consolidación del desvío; en el anexo IV se encuentra un ejemplo desarrollado junto a la explicación del mismo.

Ejemplo caso 4; en este caso los datos generales del sistema en esa hora nos muestran que el desvío del sistema es menor que cero, menor producción, y los valores del precio del mercado diario (PMD), el precio del desvío a subir (PDSVS) y el precio del desvío a bajar (PDSVB) se muestran en el cuadro principal.

Al ser el desvío del sistema menor que cero, el precio del desvío a bajar debe ser el mismo que el precio del mercado diario.

En primer lugar se calcula la suma total de los desvíos de todas las unidades de programación (UP) que pertenecen al sujeto de liquidación (SL), en este caso el sumatorio es mayor que cero o positivo, por lo que el desvío del conjunto de las unidades de programación van a favor del sistema.

A continuación se halla el precio de cada unidad de programación, dependiendo si el desvío de ésta va a favor o en contra del sistema; si el desvío de la unidad de programación es a favor del sistema, en este caso negativo, su precio será el precio del desvío a bajar (que debe coincidir con el precio del mercado diario) y su importe será el producto de la energía desviada por dicho precio; en caso contrario, si el desvío de la unidad de programación es contrario al sistema o positivo para este caso, su precio será el precio de la unidades de programación contrarias al sistema que viene dado mediante ecuación (1.6.15) y su importe será el producto de la energía desviada por dicho precio:

$$\text{Precio UP contraria al sistema} = \frac{(\sum UP \times PDSVS) - \sum (UP \text{ a favor} \times PMD)}{\sum UP \text{ en contra del sistema}} \quad (1.6.15)$$

Sistema < 0	
PMD	90,34 €/MWh
PDSVS	54,86 €/MWh
PDSVB	90,34 €/MWh

Sistema < 0 y $\Sigma UP > 0$

SL	DESPIO (MWh)		UP x PMD	UP x PUP Contraria	IMPORTE
UP1	-3,5	UP x PMD =	-316,19	0	-316,190
UP2	0,631	UP x PUPContraria	0	57,00454	41,129
UP3	-2,203	UP x PMD =	-199,01902	0	-199,019
UP4	-3,873	UP x PMD =	-349,88682	0	-349,887
UP5	1,705	UP x PUPContraria	0	154,0297	111,133
UP6	-0,146	UP x PMD =	-13,18964	0	-13,190
UP7	0,977	UP x PUPContraria	0	88,26218	63,682
UP8	-0,628	UP x PMD =	-56,73352	0	-56,734
UP9	0,531	UP x PUPContraria	0	47,97054	34,611
UP10	2,75	UP x PUPContraria	0	248,435	179,247
UP11	0,112	UP x PUPContraria	0	10,11808	7,300
UP12	-2,73	UP x PMD =	-246,6282	0	-246,628
UP13	-5,923	UP x PMD =	-535,08382	0	-535,084
UP14	20,994	UP x PUPContraria	0	1896,59796	1.368,405
UP15	2,402	UP x PUPContraria	0	216,99668	156,564
UP16	10,929	UP x PUPContraria	0	987,32586	712,360
UP17	0,88	UP x PUPContraria	0	79,4992	57,359
UP18	5,166	UP x PUPContraria	0	466,69644	336,724
UP19	7,73	UP x PUPContraria	0	698,3282	503,847
UP20	12,461	UP x PUPContraria	0	1125,72674	812,217
UP21	5,627	UP x PUPContraria	0	508,34318	366,772
UP22	0,12	UP x PUPContraria	0	10,8408	7,822
UP23	-1,7	UP x PMD =	-153,578	0	-153,578
UP24	3,934	UP x PUPContraria	0	355,39756	256,421
UP25	-1,85	UP x PMD =	-167,129	0	-167,129
UP26	0,602	UP x PUPContraria	0	54,38468	39,239
ΣUP =	54,998	Σ(UP a favor x PMI	-2037,43802		

ΣUP en contra del sistema = 77,551 MWh

$\Sigma UP \times PDSVS = 3017,394801$

$(\Sigma UP \times PDSVS) - \Sigma(UP a favor x PMD) = 5054,832821$

Precio de las Unidades de Programación en contra del sistema = 65,181 €/MWh

Figura 1.6.8 Ejemplo consolidación de los desvíos.



1.6.5 Coste del desvío

El coste del desvío a bajar es la pérdida de ingresos por haber cobrado en el mercado una energía finalmente no producida que ha generado un pago al Operador del Sistema (OS) como desvío a un precio de desvío superior o igual al precio del mercado.

El coste del desvío a subir es la pérdida de ingresos por haber cobrado a precio de desvío una energía que podía haberse vendido en el mercado a un precio superior.

Se toma como referencia el precio del mercado diario los costes generales de desvíos a subir y a bajar son:

$$\begin{aligned} CGDSVS_h &= PMD_h - PGDSVS_h \\ CGDSVB_h &= PGDSVB_h - PMD_h \end{aligned} \quad (1.6.16)$$

Se puede demostrar que para cualquier sentido del desvío el coste general del desvío contrario es:

$$CGDSV_h = PGDSVB_h - PGDSVS_h \quad (1.6.17)$$

El coste de desvíos depende del sentido de los desvíos según éstos sean a favor o en contra.

Desvíos en contra:

El coste del desvío dependerá en el caso de ser desvío a subir o desvío a bajar; si el desvío es en contra a subir y es mayor que cero, el coste del desvío será el Precio del Mercado Diario (PMD) menos el Precio del desvío a subir (PDSVS); y su precio será el Precio del desvío a subir (PDSVS).

En el caso del desvío en contra a bajar (DSVCB), si éste es menor que cero, su coste de desvío será el Precio del desvío a bajar menos el Precio Medio Diario; su precio será el Precio del desvío a bajar (PDSVB).

En el caso de una unidad de programación el coste del desvío dependerá del precio de desvío apantallado liquidado.

Desvíos a favor:

Tanto si el desvío es a subir como si el desvío es a bajar el precio del desvío será el Precio del Mercado Diario y el coste del desvío será cero.

A continuación se muestran el esquema del coste de los desvíos y las gráficas resultantes para ambos sentidos:

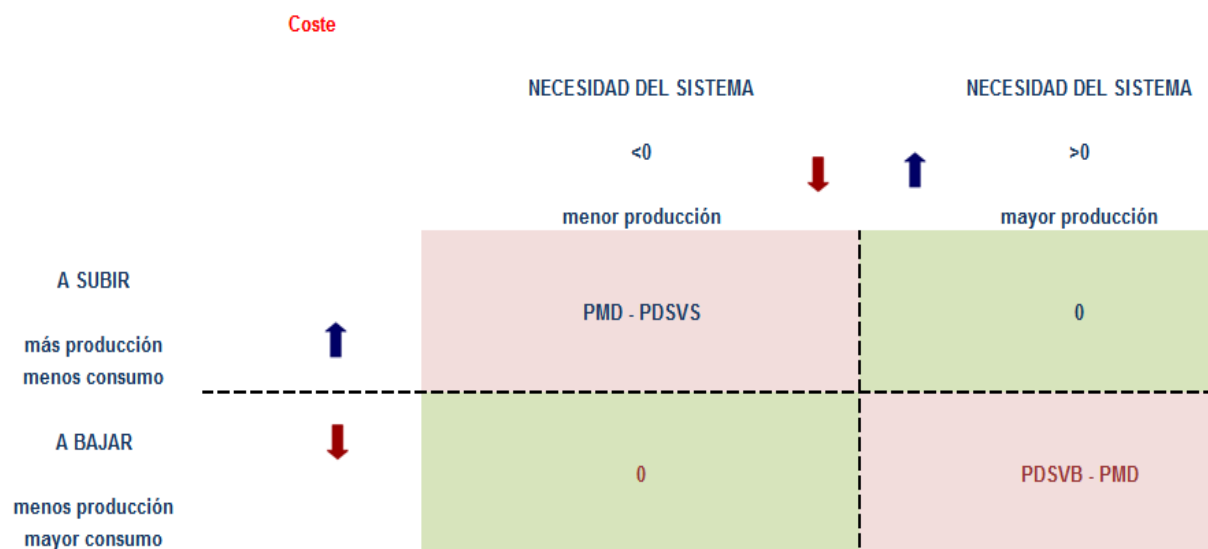


Figura 1.6.9 Coste de los desvíos.

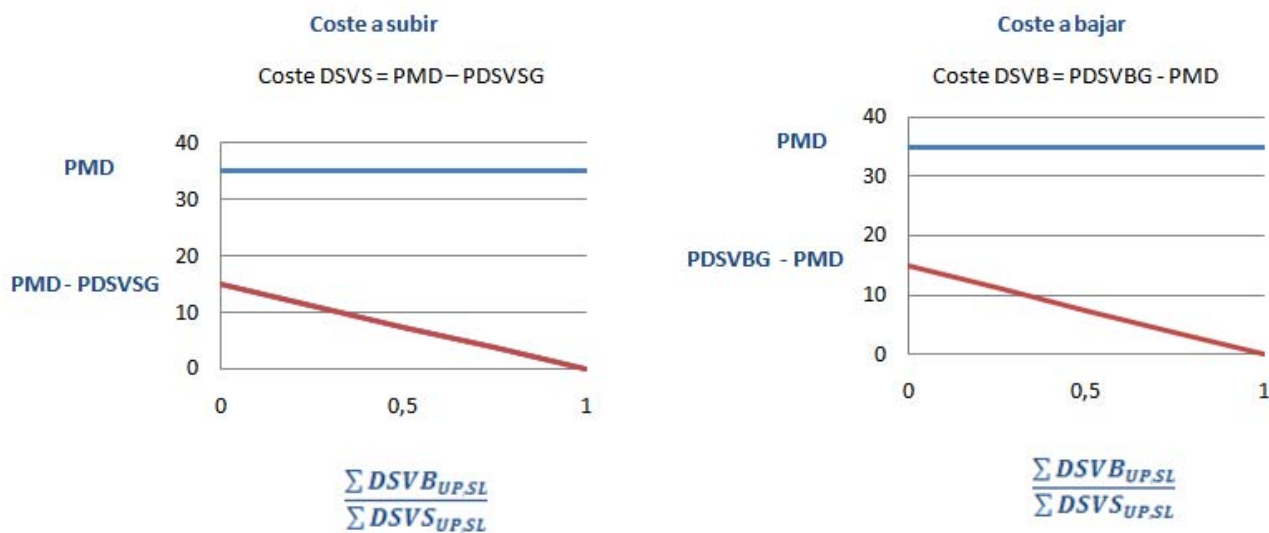


Figura 1.6.10 Representación gráfica del coste de los desvíos.

A continuación se muestra la gráfica del coste de los desvíos del mes de agosto del año 2008, que se ha tomado a modo de ejemplo para observar gráficamente lo expuesto a lo largo del documento; en el anexo V se muestran las tablas de valores junto a las gráficas para una mejor comprensión del desarrollo de los costes y precios.

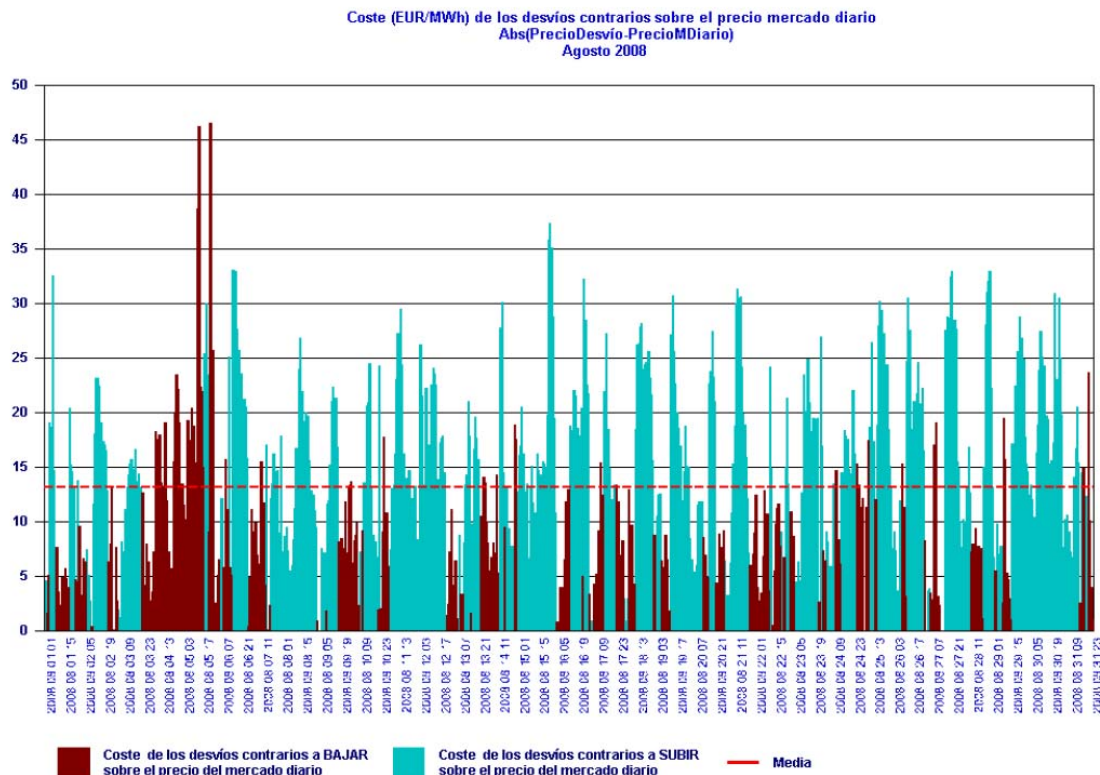


Figura 1.6.11 Representación gráfica del coste de los desvíos Agosto 2008.

Fuente: Red Eléctrica de España [1]

1.6.6 Exención del coste del desvío.

Según el Artículo 34.2 del Real Decreto 611/2007, de 25 de mayo, “*estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones que habiendo elegido la opción a) del artículo 24.1 no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.*”

Según el Reglamento de puntos de medida, RD 1110/2007, las instalaciones que no tienen obligación de disponer de equipo de medida horaria y que por tanto están exentas del coste del desvío son las que su potencia nominal es menor o igual a 15 kVA.

El precio del desvío de las unidades de programación donde se agrupan estas instalaciones será siempre el precio del mercado diario, con independencia de su sentido. De esta forma el coste del desvío será siempre cero.

El coste del desvío de las instalaciones exentas lo asume la demanda nacional como menor cobro del excedente de la liquidación de los desvíos.





2. MODELO DE ANÁLISIS DEL COSTE DE LOS DESVÍOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.





2.1 INDICADORES DEL COSTE DE LOS DESVÍOS

Hay dos indicadores simples para analizar el impacto del coste de los desvíos a lo largo de un periodo de tiempo significativo para el análisis, mes, trimestre, año, son:

- el porcentaje del coste de los desvíos sobre la retribución del productor
- el coste medio de los desvíos por MWh producido

El indicador porcentual refleja mejor el impacto del coste de los desvíos en la cuenta de resultados del productor pero no es adecuado para realizar análisis del comportamiento de los productores porque depende de la retribución que viene determinada por el marco retributivo al que está acogido el productor (Real Decreto 436/2004 o Real Decreto 661/2007), por los límites, tarifas y primas fijados por la Administración y por los precios del mercado diario e intradiario.

El coste de los desvíos por MWh producido refleja mejor la capacidad del productor para minimizar el coste de los desvíos al ser independiente de la situación del mercado y de los valores retributivos fijados por la Administración. Por este motivo, este indicador es más útil para definir un modelo de análisis del coste de los desvíos para los productores de energías renovables y de las causas de los costes incurridos.

2.2 FACTORES QUE DETERMINAN EL COSTE DE LOS DESVÍOS

El coste medio de los desvíos por MWh producido durante un periodo de análisis es el resultado de la interacción de varios factores, algunos relacionados con el propio sujeto y otros externos a él. Un modelo que precise el grado de influencia en el coste final de cada uno de los factores es una herramienta necesaria para comprender los orígenes del coste de los desvíos y para dirigir los esfuerzos de reducción del coste en la dirección correcta. La predictibilidad es un factor que influye en la repercusión del coste de los desvíos en la retribución final de un determinado periodo porque obviamente si no hubiera desvíos el coste sería cero, pero, siendo inevitables los desvíos, no es el único factor decisivo. Existen otros factores como el coste de las energías de balance en el mercado, la consolidación de desvíos con otras instalaciones, la deriva a sobreprogramar o subprogramar en el mercado o el mix horario de la producción eólica en el periodo de análisis. A continuación se presenta un modelo que permite cuantificar el peso de cada uno de estos factores en el coste final por desvíos.

El coste medio de los desvíos de un conjunto de unidades de programación en un periodo se calcula como el cociente entre el coste de los desvíos liquidados en el periodo de análisis y la suma de la producción medida en el mismo periodo.

$$\overline{CDSVP} = \frac{\sum_{up,h} |DSVC_{up,h}| \times CDSVCL_{up,h}}{\sum_{up,h} MED_{up,h}} \quad (2.2.1)$$

Donde:

DSVC	Desvío absoluto horario, contrario al sistema, de la unidad de producción.
CDSVCL	Coste horario del desvío contrario liquidado a la unidad de programación.

El coste de desvíos por producción de un conjunto de unidades de un mismo sujeto de consolidación de desvíos puede descomponerse como el producto de varios factores descontando, en su caso, la exención del pago del coste de los desvíos:

$$\overline{CDSVP} = \overline{FP} \times \overline{DP} \times \overline{DC} \times \overline{FC} \times \overline{MX} \times \overline{CG} - \overline{EX} \quad (2.2.2)$$

Donde:

FP Porcentaje de desvío sobre programa que es la tasa media de fallo medio de la predicción programada en el mercado durante el periodo de análisis del conjunto de unidades del sujeto de liquidación. Indica la capacidad del sujeto de liquidación para predecir la producción real horaria en los horizontes de predicción que permite el mercado intradiario y para convertir la predicción en un programa de mercado.

Este factor se calcula como indicador del cociente entre la suma de desvíos absolutos horarios consolidados del conjunto de unidades del sujeto de liquidación y la suma de los programas horarios finales del mercado

$$\overline{FP} = \frac{\sum_h |\sum_{up} DSV_{up,h}|}{\sum_{up,h} PHO_{up,h}} \quad (2.2.3)$$

Con este factor y el coste general del desvío medio se obtiene el coste medio de desvíos en €/MWh.

Cuanto menor sea el tanto por ciento del desvío más se acertará en la predicción del programa de mercado.

DP Deriva media del programa de mercado durante el periodo de análisis. Indica la tendencia a desviarse por mayor o menor producción sobre el programa del mercado. A igualdad del resto de factores, el efecto sobre el coste de los desvíos es mayor cuando el desvío contrario es a bajar (programa de mercado superior a medida) que cuando es a subir (medida superior a programa de mercado).

Este factor se calcula como el cociente entre la suma de los programas horarios y la suma de la producción horaria



$$\overline{DP} = \frac{\sum_h PHO_{up,h}}{\sum_h MED_{up,h}}$$

(2.2.4)

La tendencia del desvío dependerá de si la deriva media es mayor o menor que 1;

- Si $DP < 1$ la tendencia a desviarse será a subir; es decir suma de la producción medida de todas las unidades de programación en cada hora será mayor que la suma de los programas horarios de cada unidad de programación en dicha hora.

- Si $DP > 1$ la tendencia a desviarse será a bajar; es decir suma de la producción medida de todas las unidades de programación en cada hora será menor que la suma de los programas horarios de cada unidad de programación en dicha hora.

DC Apalancamiento medio de los desvíos contrarios de las unidades sobre el desvío consolidado de las mismas unidades, durante el periodo de análisis. Indica la tendencia a desviarse en el sentido menos adecuado en cada hora en relación al desvío neto consolidado. A igualdad del resto de factores, la tasa media de desvíos contrarios al sistema resulta determinante ya que los desvíos a favor del sistema tienen coste cero.

Este factor se calcula como el cociente entre la suma de desvíos absolutos horarios contrarios y la suma de los desvíos absolutos horarios

$$\overline{DC} = \frac{\sum_h |DSVC_{up,h}|}{\sum_h |\sum_{up} DSV_{up,h}|}$$

(2.2.5)

Cuanto mayor sea el factor DC menor será el efecto pantalla, es decir, el caso más favorable para apantallar o netear los desvíos será cuando el factor DC sea lo más pequeño posible.

FC Factor de consolidación. Indica la capacidad para apantallar el coste de desvíos mediante compensación de desvíos con otros productores. A igualdad del resto de factores, el efecto sobre el coste de los desvíos depende del sentido del desvío consolidado por sujeto de liquidación ya que si el desvío del sujeto de liquidación es a favor, el coste de los desvíos contrarios de los productores vinculados al sujeto son cero. Si el desvío del sujeto de liquidación es contrario, el coste de los desvíos contrarios de los productores se reduce según el grado de compensación entre desvíos de distinto signo (Ver explicación de la liquidación de desvío consolidado por sujeto de liquidación en apartado 1.6.3).

Este factor se calcula como el cociente entre la suma de los costes horarios liquidados, sin considerar posibles exenciones del coste de los desvíos, y los costes que hubieran resultado si no hubiera habido consolidación.

$$\overline{FC} = \frac{\sum_{up,h} |DSVC_{up,h}| \times CDSVL_{up,h}}{\sum_h |DSVC_{up,h}| \times CG_h} \quad (2.2.6)$$

MX Mix horario de desvíos contrarios durante el periodo. Indica la tendencia a tener desvíos contrarios en las horas donde el coste del desvío sea mayor o menor que la media del periodo. A igualdad del resto de factores, el efecto sobre el coste de los desvíos sobre el periodo de análisis depende de si los desvíos contrarios se han producido en horas con costes de desvíos mayores o menores que el coste medio de desvíos del periodo.

Este factor se calcula como el cociente entre la suma del coste de los desvíos contrarios sin consolidar y los costes que hubieran resultado si todos los desvíos contrarios del periodo se hubieran liquidado al coste medio de desvíos contrarios del periodo

$$\overline{MX} = \frac{\sum_h (|DSVC_{up,h}| \times CG_h)}{\sum_h (|DSVC_{up,h}| \times \overline{CG})} \quad (2.2.7)$$

El caso más favorable se obtiene cuando el Mix horario es menor que 1, ya que en caso contrario tendría una tendencia a desviarse en las horas con mayor coste de desvío.

CG Coste general de los desvíos en el periodo de análisis. Indica la situación de los mercados de energías de balance durante el periodo de análisis.

Este factor se calcula como la media simple del coste general horario de los desvíos contrarios, por MWh desviado, en el periodo de análisis. Se puede demostrar que en cada hora este coste es igual a la diferencia entre el precio horario desvío a bajar y el precio horario desvío a subir con independencia de cuál sea el sentido del desvío contrario en la hora²

$$\overline{CG} = \frac{\sum_h (PGDSVB_h - PGDSVS_h)}{NH} \quad (2.2.8)$$

NH Número de horas al mes

El coste general se mueve en torno a un valor de 12 €/MWh para el caso del año 2008, como se puede comprobar en los apartados 3.1, 4.1, 5.1 y 6.1, donde se exponen cada una de las energías renovables y se pueden ver los ejemplos comentados de cada una de ellas; donde dicho coste se comprueba que se compensa dependiendo de los valores que tomen los factores mencionados en este apartado, para dar un valor próximo en todas las energías.

² Ver apartado de liquidación de desvíos



EX Exención del coste de los desvíos por instalaciones con derecho a exención.

Este factor se calcula dividiendo el coste de los desvíos liquidados a las unidades de programación del sujeto de liquidación exentas del pago del coste de los desvíos entre la producción total del sujeto.

$$\overline{EX} = \frac{\sum_{up,h} |DSVC_{upexentas,h}| \times CDSVL_{upexentas,h}}{\sum_h MED_{up,h}} \quad (2.2.9)$$

2.3 ANÁLISIS DEL FACTOR PREDICTIBILIDAD PARA SITUACIONES LÍMITE

La predictibilidad, medida como porcentaje del desvío absoluto sobre el programa, es un factor inevitable en las energías renovables por lo que el valor conseguido por un productor o sujeto de liquidación en un periodo de análisis, habitualmente un mes, debe evaluarse en relación a un marco de referencia estable de la propia producción del sujeto en el periodo o de la producción del conjunto del mercado de la misma energía renovable aislando la influencia del apantallamiento de desvíos. Un marco de referencia es el que resulta de considerar el escenario de la producción agregada horaria siguiendo patrones límites de predictibilidad durante todo el periodo de análisis.

En este apartado se describe la formulación del coste del desvío por MWh producido a lo largo de un periodo para tres estrategias límite de referencia sin considerar apantallamiento de desvíos:

- Porcentaje de desvío constante en todas las horas, FP=p, y siempre a subir, DP = 1/(1+p).
- Porcentaje de desvío constante en todas las horas, FP=p, y siempre a bajar, DP = 1/(1-p).
- Porcentaje de desvío constante en todas las horas, FP=p, y siempre en contra.

2.3.1 Desvío a subir en todas las horas del mes con porcentaje fijo

Si tenemos en cuenta que la medida en la hora h viene dada por el programa horario operativo en la hora h más el producto del desvío por dicho programa, en el caso de ser el desvío a subir en todas las horas del mes:

$$MED_h = PHO_h + p \times PHO_h$$

$$PHO_h = \frac{MED_h}{1 + p}$$

(2.3.1)

Se deduce el desvío horario de la siguiente manera:

$$DSV_h = MED_h - PHO_h = \frac{p}{1+p} \times MED_h \quad (2.3.2)$$

Por lo que se demuestra que el coste del desvío por MWh producido será dependiente del porcentaje de desvío producido:

$$CDSVP_h = \frac{DSV_h \times CGDSVS_h}{MED_h} = \frac{p}{1+p} \times \frac{CGDSVS_h \times MED_h}{MED_h} = \frac{p}{1+p} \times CGDSVS_h \quad (2.3.3)$$

En todo el mes m , la media es:

$$CDSVP_m = \frac{\sum_h CGDSVS_h \times |DSV_h|}{\sum_h MED_h} = \frac{p}{1+p} \times \frac{\sum_h CGDSVS_h \times MED_h}{\sum_h MED_h} = \frac{p}{1+p} \times \overline{CGDSVS}_m$$
$$CDSVP_m = \frac{p}{1+p} \times \overline{CGDSVS}_m \quad (2.3.4)$$

Siendo \overline{CGDSVS}_m el coste medio horario general del desvío a subir en el mes m ponderado por la producción horaria:

$$\overline{CGDSVS}_m = \frac{\sum_h CGDSVS_h \times MED_h}{\sum_h MED_h} \quad (2.3.5)$$

Los valores límite del coste de desvíos por MWh producido son:

$$\begin{aligned} p \rightarrow 0 & \quad CDSVP_h \rightarrow 0 \\ p \rightarrow \infty & \quad CDSVP_m \rightarrow \overline{CGDSVS}_m \end{aligned}$$

El coste de desvío en euros es:

$$CDSV\text{€}_m = \frac{p}{1+p} \times \overline{CGDSVS}_m \times \sum_h MED_h \quad (2.3.6)$$



Los valores límite del coste de desvíos en euros son:

$$p \rightarrow 0 \quad CDSV\epsilon_m \rightarrow 0$$

$$p \rightarrow \infty \quad CDSV\epsilon_m \rightarrow \overline{CGDSVS}_m \times \sum_h MED_h$$

Cuando $p \rightarrow \infty$ implica que $PHO_h \rightarrow 0$ y que toda la medida es desvío a subir, por lo tanto:

$$p = \frac{MED_h - PHO_h}{PHO_h}; \quad \text{Si } PHO_h \rightarrow 0 \quad \text{entonces } p \rightarrow \infty$$

El valor máximo posible de la medida horaria es la potencia instalada de la instalación o conjunto de instalaciones.

2.3.2 Desvío a bajar en todas las horas del mes con porcentaje fijo

Al igual que en el caso anterior, teniendo en cuenta que la medida en la hora h viene dada por el programa horario operativo en la hora h menos el producto del desvío por dicho programa, en el caso de ser el desvío a bajar:

$$MED_h = PHO_h - p \times PHO_h$$

$$PHO_h = \frac{MED_h}{1 - p}$$

(2.3.7)

Se deduce el desvío horario de la siguiente manera:

$$DSV_h = MED_h - PHO_h = -\frac{p}{1 - p} \times MED_h$$

Por lo que se demuestra que el coste del desvío por MWh producido será dependiente del porcentaje de desvío producido:

$$CDSVP_h = \frac{|DSV_h| \times CGDSVB_h}{MED_h} = \frac{p}{1 - p} \times \frac{CGDSVB_h \times MED_h}{MED_h} = \frac{p}{1 - p} \times CGDSVB_h$$

(2.3.8)

En todo el mes m , la media es:

$$\begin{aligned} CDSVP_m &= \frac{\sum_h CGDSVB_h \times |DSV_h|}{\sum_h MED_h} = \frac{p}{1-p} \times \frac{\sum_h CGDSVB_h \times MED_h}{\sum_h MED_h} = \frac{p}{1-p} \times \overline{CGDSVB}_m \\ CDSVP_m &= \frac{p}{1-p} \times \overline{CGDSVB}_m \end{aligned} \quad (2.3.9)$$

Siendo \overline{CGDSVB}_m el coste medio horario general del desvío a bajar en el mes m ponderado por la producción horaria:

$$\overline{CGDSVB}_m = \frac{\sum_h CGDSVB_h \times MED_h}{\sum_h MED_h} \quad (2.3.10)$$

Los valores límite del coste de desvíos por MWh producido son:

$$\begin{aligned} p \rightarrow 0 & \quad CDSVP_h \rightarrow 0 \\ p \rightarrow 1 & \quad CDSVP_m \rightarrow \infty \end{aligned}$$

El coste de desvío en euros es:

$$\begin{aligned} CDSV\epsilon_m &= \frac{p}{1-p} \times \overline{CGDSVB}_m \times \sum_h MED_h \\ CDSV\epsilon_m &= \frac{p}{1-p} \times \overline{CGDSVB}_m \times \sum_h PHO_h \times (1-p) \end{aligned} \quad (2.3.11)$$

Los valores límite del coste de desvíos en euros son:

$$\begin{aligned} p \rightarrow 0 & \quad CDSV\epsilon_m \rightarrow 0 \\ Si \ p \rightarrow 1 & \quad CDSV\epsilon_m \rightarrow \overline{CGDSVB}_m \times \sum_h PHO_h \end{aligned}$$

Cuando $p \rightarrow 1$ implica que $MED_h \rightarrow 0$ y que todo el programa es desvío a bajar.



2.3.3 Desvío contrario en todas las horas del mes con porcentaje fijo

En el caso de ser el desvío contrario en todas las horas del mes el coste del desvío por MWh producido vendrá definido por la siguiente ecuación:

$$CDSVP_m = \frac{\sum_{h=1}^{nhcs} \frac{p}{1+p} \times CGDSVS_h \times MED_h + \sum_{h=1}^{nhcb} \frac{p}{1-p} \times CGDSVB_h \times MED_h}{\sum_h MED_h}$$

$$CDSVP_m = \frac{p \times \left(\sum_{h=1}^{nhcs} \frac{CGDSVS_h \times MED_h}{1+p} + \sum_{h=1}^{nhcb} \frac{CGDSVB_h \times MED_h}{1-p} \right)}{\sum_h MED_h}$$

(2.3.12)

Si la producción medida fuera constante en todas las horas del mes:

$$CDSVP_m = \frac{p \times \left(\sum_{h=1}^{nhcs} \frac{CGDSVS_h}{1+p} + \sum_{h=1}^{nhcb} \frac{CGDSVB_h}{1-p} \right)}{NH_M}$$

(2.3.13)

Donde:

nhcs	Número de horas del mes con desvíos contrarios a subir
nhcb	Número de horas del mes con desvíos contrarios a bajar
NH _m	Número de horas del mes

2.3.4 Casos simples de desvío en todas las horas del mes con porcentaje fijo

A continuación se presentan gráficamente tres casos simples con la evolución del coste del desvío, expresado como k veces el precio del mercado diario, según evoluciona el porcentaje de desvío sobre programa. En todos ellos, se supone que la medida es la misma en todas las horas del mes y que en la mitad de las horas del mes los desvíos contrarios son los de subir y en la otra mitad los desvíos contrarios son los de bajar.

Primer caso, con coste de desvíos contrarios iguales a subir y a bajar e igual al 20% del precio del mercado diario.

$$CGDSVS_h = 0,20 \times \text{PMD en horas con desvío a subir en contra}$$

$$CGDSVB_h = 0,20 \times \text{PMD en horas con desvío a bajar en contra}$$

En primer caso se muestra la gráfica en la cual los costes son simétricos, como se observa a continuación, en este caso las curvas sólo se cruzarán en el origen. La curva del desvío a subir es una asíntota que tenderá al valor del coste general medio del desvío a subir \overline{CGDSVS}_m que es igual en este caso a 0,10 del precio del mercado diario ya que la mitad de las horas del mes el coste del desvío a subir es cero.

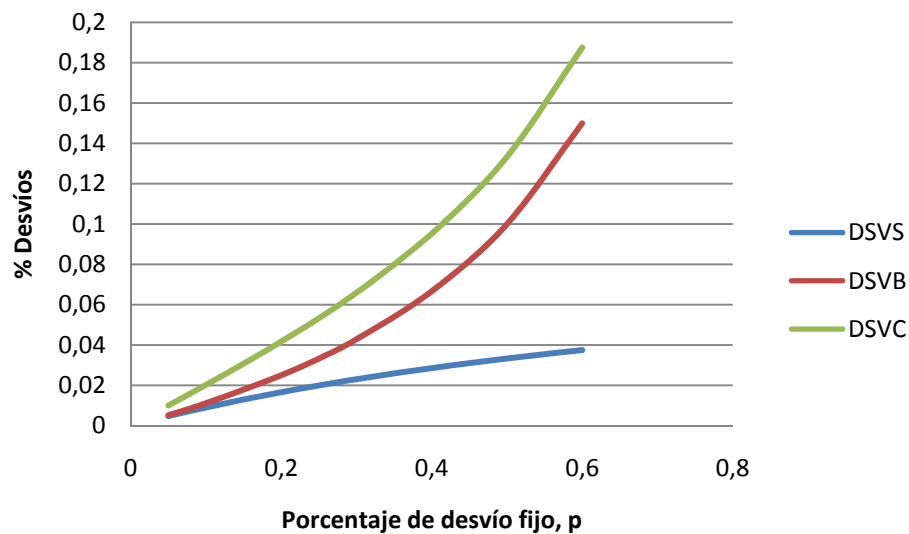


Figura 2.3.1 Coste de desvíos contrarios iguales a subir y a bajar e igual al 20% del precio del mercado diario.

Azul: DSVS; Desvíos a Subir.

Rojo: DSVB; Desvíos a Bajar.

Verde: DSVC; Desvíos Contrarios al sistema.

Segundo caso, con coste de desvío contrario a subir del 30% del precio del mercado diario y del 15% para desvío contrario a bajar.

$$CGDSVS_h = 0,30 \times \text{PMD en horas con desvío a subir en contra}$$

$$CGDSVB_h = 0,15 \times \text{PMD en horas con desvío a bajar en contra}$$

En este caso el coste general del desvío a subir es mayor que el coste general de desvío a bajar, de todos los casos analizados será el caso que más se aproxime a la realidad.



Como se muestra en la gráfica ambas curvas se cruzan en un punto; mientras el desvío a bajar tiende a infinito, la curva del desvío a subir es una asíntota que tenderá al valor del coste general medio del desvío a subir \overline{CGDSVS}_m que es igual en este caso a 0,15 del precio del mercado diario ya que la mitad de las horas del mes el coste del desvío a subir es cero.

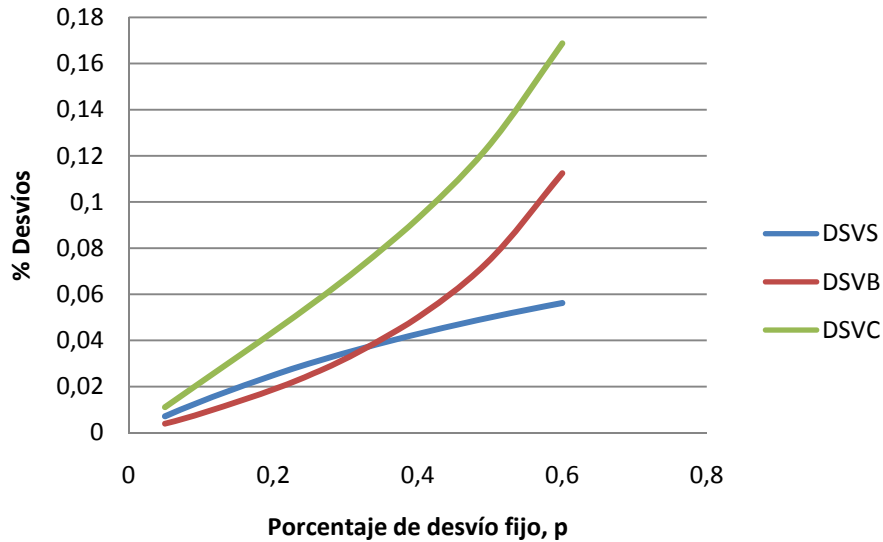


Figura 2.3.2 Coste de desvío contrario a subir del 30% del precio del mercado diario y del 15% para desvío contrario a bajar.

Azul: DSVS; Desvíos a Subir.

Rojo: DSVB; Desvíos a Bajar.

Verde: DSVc; Desvíos Contrarios al sistema.

Tercer caso, con coste de desvío contrario a subir del 15% del precio del mercado diario y del 30% para desvío contrario a bajar.

$$CGDSVS_h = 0,15 \times \text{PMD en horas con desvío a subir en contra}$$

$$CGDSVB_h = 0,30 \times \text{PMD en horas con desvío a bajar en contra}$$

De igual manera que en el primer caso analizado, las curvas de los desvíos a subir y los desvíos a bajar únicamente coinciden en el punto (0,0).

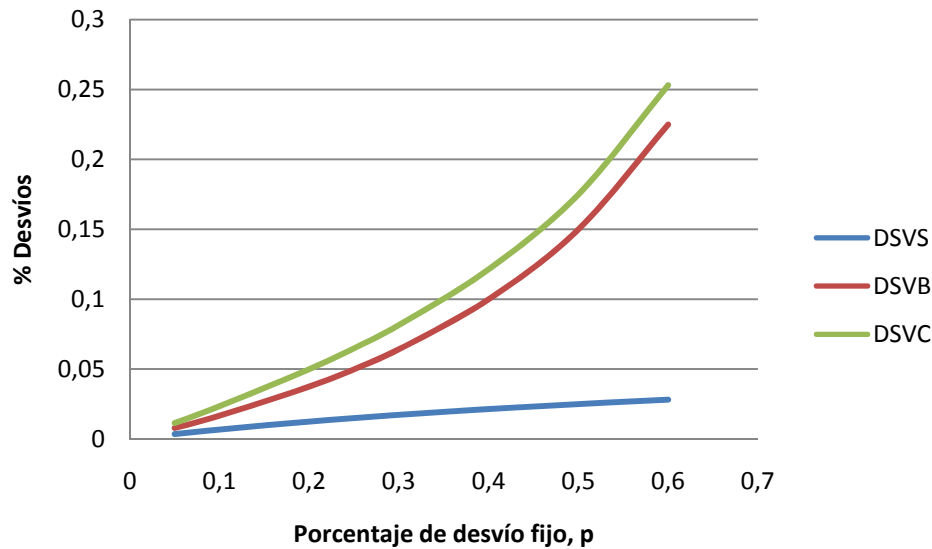


Figura 2.3.3 Coste de desvío contrario a subir del 15% del precio del mercado diario y del 30% para desvío contrario a bajar.

Azul: DSVS; Desvíos a Subir.

Rojo: DSVB; Desvíos a Bajar.

Verde: DSVC; Desvíos Contrarios al sistema.

2.4 ANÁLISIS DEL FACTOR COSTE ENERGÍA DE BALANCE Y LA PARTICIPACIÓN EN EL INTRADIARIO

Para evitar o reducir el desvío a lo largo de un mes y su correspondiente coste, las energías renovables pueden ajustar su programa en el mercado intradiario.

La participación en el intradiario es una opción económicamente más ventajosa a lo largo de un periodo si se cumple que la pérdida media de ajustar una energía en el mercado intradiario es menor que la pérdida de esa energía liquidada como desvío o si existe ganancia. En un caso general el intradiario será ventajoso si:

$$\overline{GPMI} > -\overline{CDSV}$$

La participación en el mercado intradiario evita o reduce el coste de los desvíos, si se observa que en el caso de desviarse en contra el valor de las ganancias o pérdidas en el mercado intradiario (GPMI) es mayor que el coste general del desvío en contra, es decir:

$$GPMI_h > -CGDSVC_h$$

En el caso de desvío en contra a subir la anterior implica:

$$PMI_h > PGDSVS_h$$



En el caso de desvío en contra a bajar la anterior implica:

$$PMI_h < PGDSVB_h$$

En el caso de desviarse a favor el coste general del desvío será cero, mientras que si se participa en el mercado intradiario para ajustar el desvío a favor la participación sólo será ventajosa si hay ganancias:

$$GPMI_h > 0$$

En el caso de desvío a favor a subir la anterior implica:

$$PMI_h > PMD_h$$

En el caso de desvío a favor a bajar la anterior implica:

$$PMI_h < PMD_h$$

En un mercado ideal en el que los sujetos supieran antes del mercado intradiario el sentido de los desvíos contrarios, su coste y su necesidad de ajuste de programa debería existir un punto de equilibrio en el intradiario entre los desvíos a favor y los desvíos en contra.

Si el mercado anticipa que los desvíos a subir serán contrarios, los titulares con desvío potencial a subir preferirán vender el ajuste en el intradiario a un precio inferior al precio del mercado diario pero superior al precio anticipado del desvío contrario a subir mientras que los titulares con desvío potencial a bajar, a favor, preferirán recomprar el ajuste en el intradiario a un precio inferior al precio del mercado diario al que se liquidará su desvío. Por tanto, existe un punto de equilibrio en el intradiario entre el precio anticipado del desvío contrario a subir y el precio del mercado diario.

Si el mercado anticipa que los desvíos a bajar serán contrarios, los titulares con desvío potencial a bajar preferirán recomprar el ajuste en el intradiario a un precio superior al precio del mercado diario pero inferior al precio anticipado del desvío contrario a bajar mientras que los titulares con desvío potencial a subir, a favor, preferirán vender el ajuste en el intradiario a un precio superior al precio del mercado diario al que se liquidará su desvío. Por tanto, al igual que en el caso anterior, existe un punto de equilibrio en el intradiario entre el precio del mercado diario y el precio anticipado del desvío contrario a bajar.

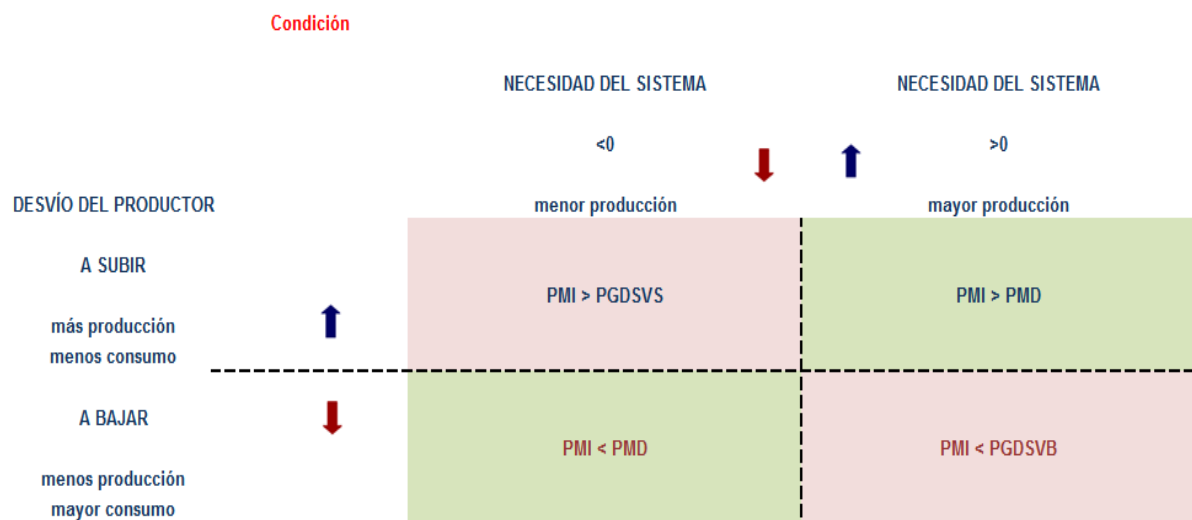


Figura 2.4.1 Condición de los desvíos.

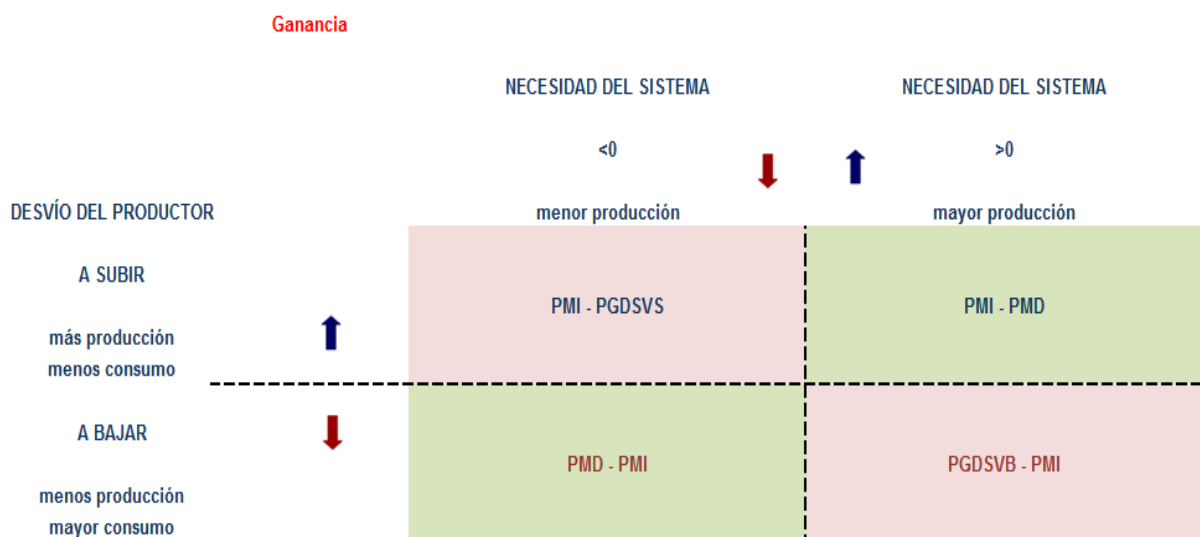


Figura 2.4.2 Ganancia o pérdida de los desvíos.



% Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema.

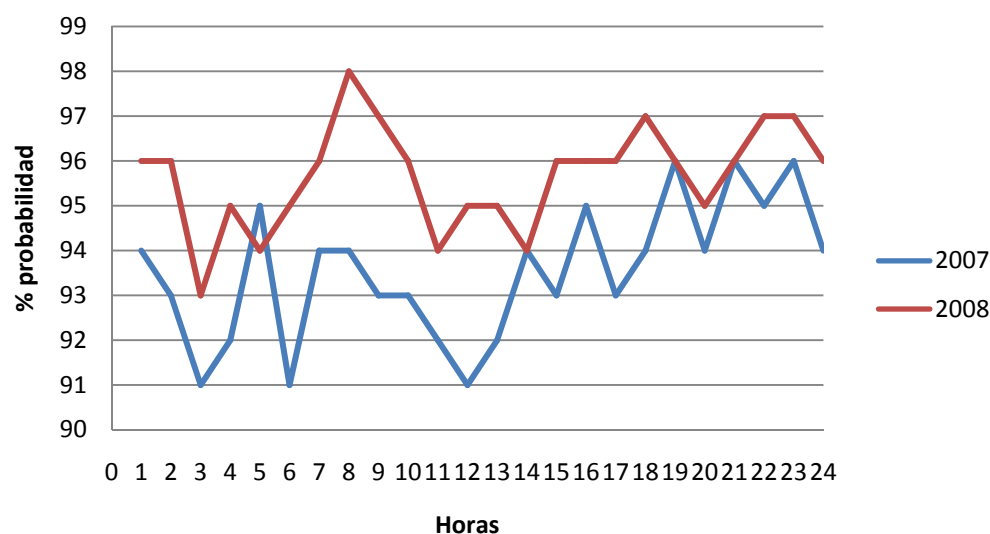


Figura 2.4.3 % Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema.

Ganancia respecto al precio del desvío. Ajuste de los desvíos, a favor y en contra, en mercado intradiario.

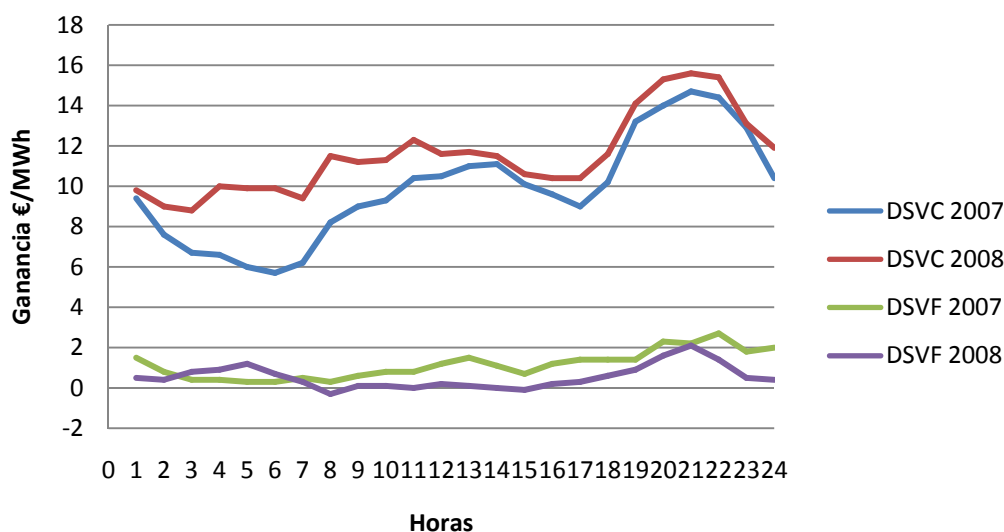


Figura 2.4.4 Ganancia respecto al precio del desvío. Ajuste de los desvíos, a favor y en contra, en mercado intradiario.

Azul: DSVC 2007; Ajustes de los desvíos contrarios al sistema en el mercado intradiario, año 2007.

Rojo: DSVC 2008; Ajustes de los desvíos contrarios al sistema en el mercado intradiario, año 2008.

Verde: DSVF 2007; Ajustes de los desvíos a favor del sistema en el mercado intradiario, año 2007.

Morado: DSVF 2008; Ajustes de los desvíos a favor del sistema en el mercado intradiario, año 2008.

Por lo tanto, analizando ambos casos, podemos afirmar que es más rentable participar en el mercado intradiario que desviarse, ya sea el desvío a favor o en contra del sistema, puesto que el valor de las ganancias o pérdidas del mercado intradiario será mayor que el coste general de desvío.

Analizando la gráfica de la ganancia respecto al precio del desvío se puede afirmar que, siendo más rentable participar en el mercado intradiario que desviarse, además se tendrá más rentabilidad si el desvío producido es en contra del sistema.

2.5 ANÁLISIS DEL FACTOR DERIVA DEL PROGRAMA

La deriva media del programa del mercado durante un periodo es uno de los factores que determinan el coste de los desvíos. Para un mismo porcentaje de desvíos el sentido de la deriva afecta de forma distinta al coste de los desvíos.

En caso de ser el desvío horario a subir, el coste del desvío con un porcentaje de desvío FP es:

$$CDSVP_h = \frac{FP}{1 + FP} \times CGDSVS_h \quad (2.5.1)$$

En caso ser el desvío horario a bajar, el coste del desvío con un porcentaje de desvío FP es:

$$CDSVP_h = \frac{FP}{1 - FP} \times CGDSVB_h \quad (2.5.2)$$



Si el coste medio del desvío en cada sentido es el mismo a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta que:

$$\frac{FP}{1 + FP} < \frac{FP}{1 - FP}$$

(2.5.3)

Se observa mediante la anterior desigualdad que, para un mismo porcentaje de desvío y un mismo coste medio de desvío en cada sentido durante un mes, siempre será mayor el coste medio del desvío a bajar, por lo tanto, teniendo en cuenta que no se pueda evitar el desvío, el error estadístico de la previsión tenderá a programarse como desvío a subir al ser lo más rentable.





3. ANÁLISIS DEL COSTE DE DESVÍOS DE LA ENERGÍA EÓLICA 2007-2008





3.1 FACTORES

La siguiente tabla presenta el coste de los desvíos de la energía eólica en 2007 y 2008 y el desglose de sus factores medios para todos los sujetos de liquidación de desvíos de energía eólica:

Eólica							
Año	CDSVP €/MWh producido	FP %	DP	DC %	FC	MX	CG €/MWh de desvío
2007	1,715	13,7	0,975	1,744	0,608	1,101	10,965
2008	1,837	13,6	0,969	1,749	0,586	1,126	12,081

Tabla 3.1.1 Coste de los desvíos de la energía eólica en 2007 y 2008 y sus factores.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Puede observarse en 2008 que para un desvío medio del 13,6% sobre programa y un coste medio de desvíos contrarios de 12,081 €/MWh se hubiera obtenido un coste medio de desvíos de $12,081 \times 0,136 = 1,64$ €/MWh si todos los productores de energía eólica no hubieran estado apantallados en sujetos de liquidación y si la energía eólica hubiera tenido un comportamiento estadístico compensado, es decir, sin deriva a subir o a bajar y sin sesgo en el mix horario de desvío.

El precio finalmente obtenido de 1,837 €/MWh se debe a varios factores. Existió una ligera deriva a desvíos a subir ($DP < 1$) lo que resulta coherente con la lógica enunciada en apartados anteriores de que es más rentable sesgar el error estadístico como desvío a subir. El mix horario resultó desfavorable con tendencia a desviarse en las horas con mayor coste de desvíos ($MX > 1$) lo que resulta coherente con la observación presentada en apartados posteriores de que los propios desvíos eólicos inducen mayores costes de desvíos en las horas con fuerte desvío eólico. El apantallamiento de los productores consiguió reducir al 58,6% el coste de los desvíos sobre el coste sin apantallar, esto es, un descuento del 14,4%. Sin embargo el fuerte apalancamiento de desvíos contrarios, 1,749 MWh de desvío contrario de productores por cada MWh de desvío total del sujeto en el que se apantallan, disminuye el efecto pantalla.

3.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD EÓLICA

La capacidad para predecir con cierta antelación la producción real de una instalación eólica, o de un conjunto de ellas, es un factor esencial para determinar el coste de sus desvíos ya que el desvío es la diferencia entre su producción real medida y su programa de producción vendido en el mercado. El desvío eólico es por tanto equivalente al error de predicción. Cuanto menor sea el error, menor será el desvío y menor el coste de desvío.

La causa principal del error de predicción es el error en la predicción de la velocidad del viento aunque también puede influir el error en la conversión de velocidad prevista del viento a energía eléctrica prevista por desconocimiento del grado de disponibilidad de los molinos de

un parque o de la relación precisa velocidad-potencia de cada molino. También puede ser causa del desvío la incapacidad para convertir una previsión en MWh en un programa de mercado ajustado por causas como error en el envío de ofertas a la casación o por no acudir a intradiarios nocturnos o en festivos por su alto coste.

La predictibilidad de la energía eólica tiene una influencia importante pero no única en el coste de los desvíos como puede apreciarse en el gráfico siguiente del mes de febrero de 2009 donde se muestra el porcentaje de desvíos medio FP en el mes y el coste del desvío CDSVP para cada unidad de programación (rojo), para cada sujeto de liquidación de unidades de programación (verde oliva), para el total agregado eólico al coste liquidado apantallado con otras tecnologías, (azul) y para el total agregado eólico si se hubiera liquidado al coste general de desvíos de cada hora (verde).

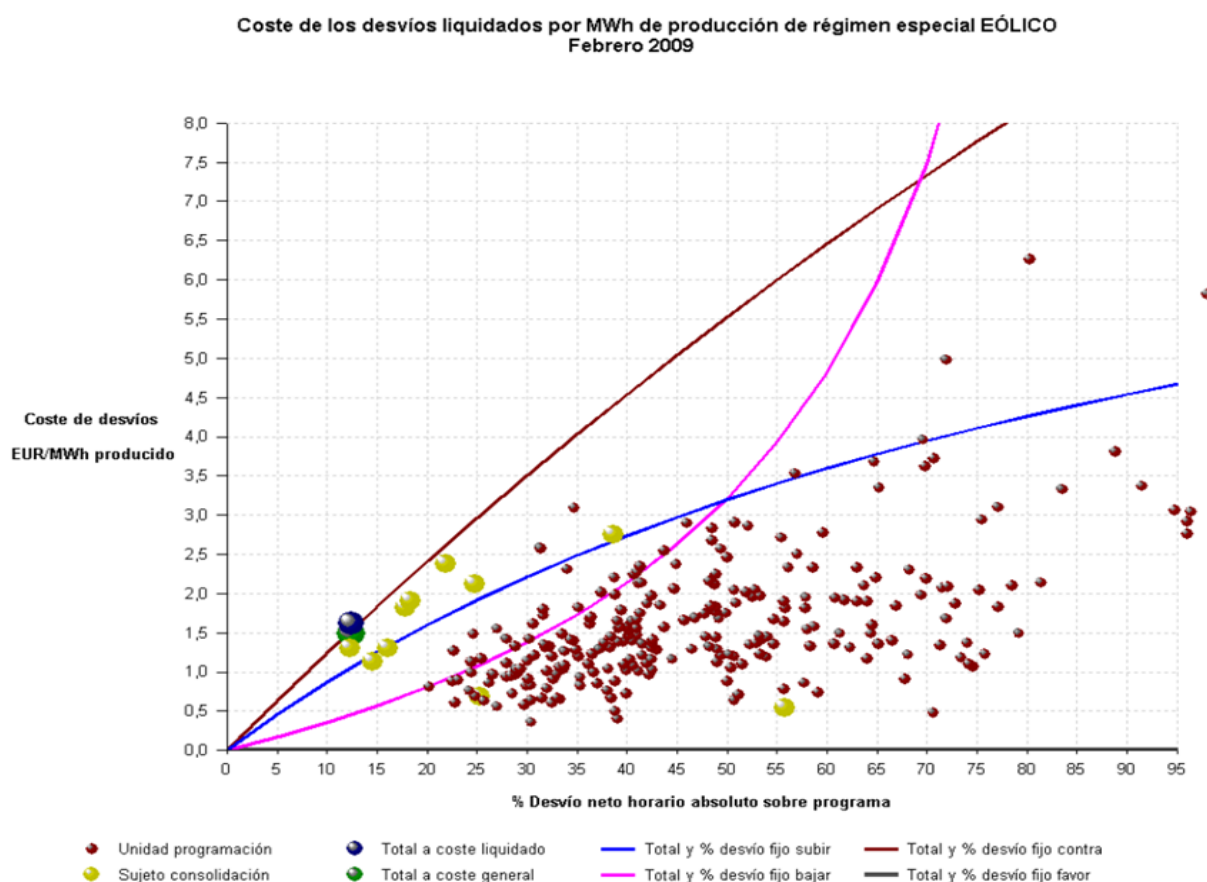


Figura 3.2.1 Gráfica del coste de los desvíos liquidados por MWh de producción de régimen especial Eólico.

Fuente: Red Eléctrica de España [1]

Se comprueba que prácticamente la totalidad de las unidades de programación están bajo la curva del tanto por ciento de desvíos fijos a subir, a su vez todos los datos se encuentran bajo la curva del tanto por ciento de desvío fijo en contra.



De la misma manera se observa que todos los sujetos de consolidación permanecen bajo la curva del tanto por ciento de desvíos fijo en contra. La mayoría de estos sujetos se encuentran por encima de la curva de desvío fijo a subir o cercanos a dicha curva, a excepción de dos sujetos.

Las líneas del gráfico marcan la frontera de las situaciones límite descritas en el apartado 2.3 anterior considerando la producción eólica total en cada hora y el coste general del desvío aplicado al desvío agregado.

Entre los factores que influyen en la predictibilidad se analizan a continuación: el horizonte de predicción en el mercado diario y en el mercado intradiario y la intensidad del viento.

3.2.1 Predictibilidad eólica en el programa base de funcionamiento.

Aunque el error de predicción en el programa base de funcionamiento, PBF, suma del resultado del mercado diario y de los contratos bilaterales, no tiene ninguna relevancia para el coste del desvío, ya que la referencia es el programa horario operativo, P48, se analiza a continuación la predictibilidad de la energía eólica en los horizontes de predicción superiores a 10 horas. Para ello se analizan los años 2007 y 2008 considerando el porcentaje de desvío entre la medida y el PBF respecto al PBF, este valor sería el porcentaje de desvío liquidable sobre el P48 si no hubiera participación eólica en el mercado intradiario ni tampoco restricciones eólicas.

Puesto que los contratos bilaterales de producción eólica son insignificantes se toma como horizonte de predicción del mercado diario la diferencia entre la hora de cierre, las 10:00 del día anterior, y el inicio de cada hora del día siguiente lo que significa un horizonte de 14 horas para la hora 1 y de 37 horas para la hora 24. La tabla y gráfico siguiente muestra los valores de porcentaje medio de desvío sobre PBF obtenidos en cada año.

HORA	Horas horizonte	Porcentaje desvío sobre programa PBF	
		2007	2008
1	14	12,8	14,3
2	15	13,2	14,2
3	16	13,7	14,7
4	17	14,4	14,8
5	18	15,1	15,5
6	19	15,6	16,0
7	20	15,9	15,9
8	21	15,7	15,4
9	22	15,6	14,3
10	23	15,8	13,7
11	24	16,7	14,5
12	25	17,7	15,0
13	26	17,5	14,5
14	27	16,8	14,5
15	28	16,3	13,8
16	29	16,2	13,8
17	30	15,8	14,0
18	31	15,4	14,3
19	32	15,7	15,3
20	33	16	16,2
21	34	16,5	16,8
22	35	16,5	16,7
23	36	16,4	15,7
24	37	15,9	15,5

Tabla 3.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el PBF.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

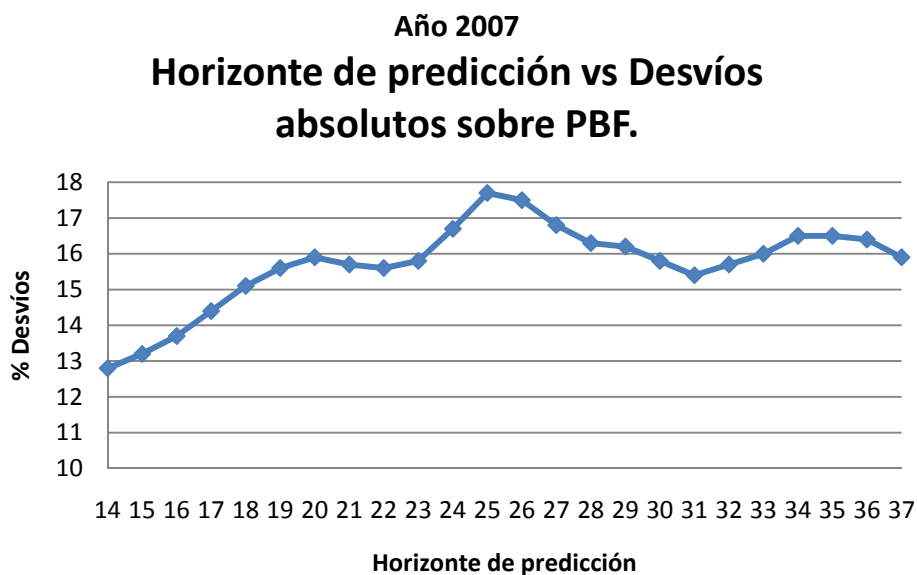


Figura 3.2.2 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.

Año 2007.

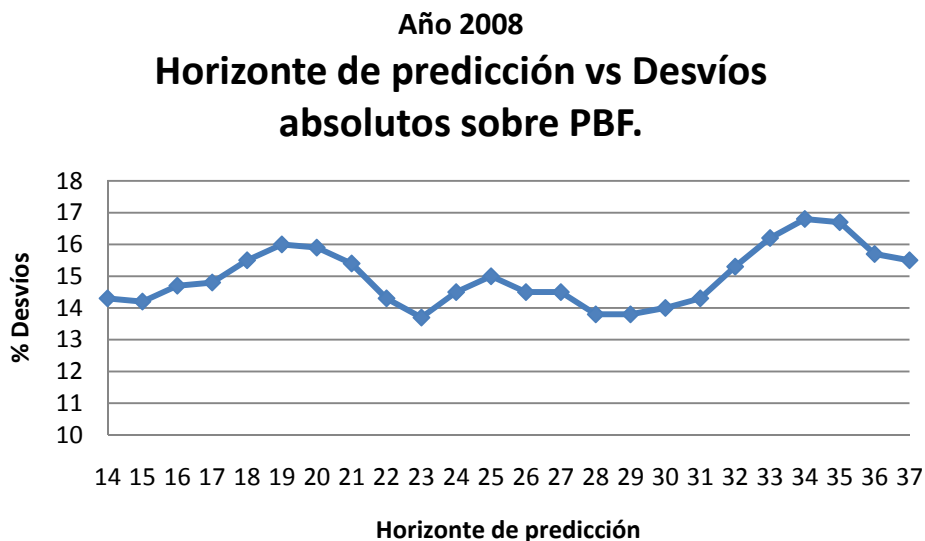


Figura 3.2.3 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.

Año 2008

Mediante las gráficas anteriores se comprueba que la variación de los desvíos según el horizonte de predicción no es significativa en ambos casos; en el primer caso, año 2007, la variación entre el valor máximo en el horizonte de predicción de 25 horas y el mínimo valor realizado en el horizonte de predicción de 14 horas es de 4,9%, los datos están en una media de 15,67%, a partir del horizonte de 25 horas no se acierta más en la previsión cuanto menos horizonte se tenga puesto que los datos varían en un rango muy pequeño de valores.

En el caso del año 2008 la variación entre el dato mayor y el menor es aún más pequeña, siendo ésta de 3,1%, y la media obtenida de los datos es de 14,5%, por lo que la dispersión de los valores es prácticamente nula.

De igual manera se corrobora que la variación en la predicción en los horizontes de predicción superiores a 10 horas se mantiene la estabilidad del error de predicción.

3.2.2 Predictibilidad eólica en el programa horario operativo.

El mercado español de energía eléctrica está dividido en periodos horarios y el programa final de mercado de cada hora h se establece al cierre de la última sesión del mercado intradiario donde se puede negociar energía para la hora h . Después del cierre del mercado intradiario de una hora h el operador del sistema puede reducir el programa eólico final de mercado de algunas instalaciones para evitar congestiones en la red. El nuevo programa resultante es el programa horario operativo, también conocido como P48, que es el programa que sirve de referencia para el cálculo de los desvíos. En la mayor parte de las horas no hay congestiones que impidan la evacuación de energía eólica y el programa final operativo es igual al programa final de mercado.

La hipótesis a verificar es si cuanto más cerca está la hora mejores son las previsiones eólicas.

La hipótesis se basa en la afirmación de que la cercanía a la hora de producción real hace que la previsión meteorológica de la velocidad del viento en la hora pueda ser más exacta.

Con el objeto de poder verificar la hipótesis de mayor fiabilidad de la previsión eólica con el acercamiento a la hora de producción real se utilizan los resultados obtenidos durante los años 2007 y 2008 del porcentaje de desvío sobre el programa eólico de cada hora.

Se tienen en cuenta como horizonte de predicción el tiempo entre la hora de cierre de la última sesión del mercado intradiario donde se puede ajustar el programa de mercado de una determinada hora y el inicio de la hora. El horizonte de predicción del mercado intradiario da un rango de valores de tiempo entre 2 horas y 15 minutos y 6 horas y 15 minutos en alguno de los casos.

Se pretende comprobar si realmente es cierta la hipótesis, o por el contrario no afectaría la distancia entre horas que hay desde el cierre de sesión del mercado intradiario y el inicio de la hora real de demanda, es decir el horizonte de predicción.

También se pretende dar respuesta a la idea de si es realmente necesario aumentar el número de mercados intradiarios de forma que se reduzca el horizonte de la predicción eólica, o si por el contrario esto no sería necesario.

El mercado intradiario se estructura actualmente en seis sesiones con la siguiente distribución de horarios por sesión:

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Tabla 3.2.2 Sesiones del mercado intradiario.

Fuente: Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. [3]

El horizonte de predicción una vez cerrado el mercado en cada hora, es decir, el tiempo transcurrido desde el cierre de sesión hasta el inicio de la hora, se muestra en la tabla y gráfico siguientes:



HORA	Hora de cierre último intradiario	Horizonte de predicción Horas hasta inicio hora
1	21:45	2:15
2	21:45	3:15
3	21:45	4:15
4	21:45	5:15
5	1:45	2:15
6	1:45	3:15
7	1:45	4:15
8	4:45	2:15
9	4:45	3:15
10	4:45	4:15
11	4:45	5:15
12	8:45	2:15
13	8:45	3:15
14	8:45	4:15
15	8:45	5:15
16	12:45	2:15
17	12:45	3:15
18	12:45	4:15
19	12:45	5:15
20	12:45	6:15
21	17:45	2:15
22	17:45	3:15
23	17:45	4:15
24	17:45	5:15

Tabla 3.2.3 Tabla de valores del horizonte de predicción.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Horas vs Horizonte de predicción mercado intradiario

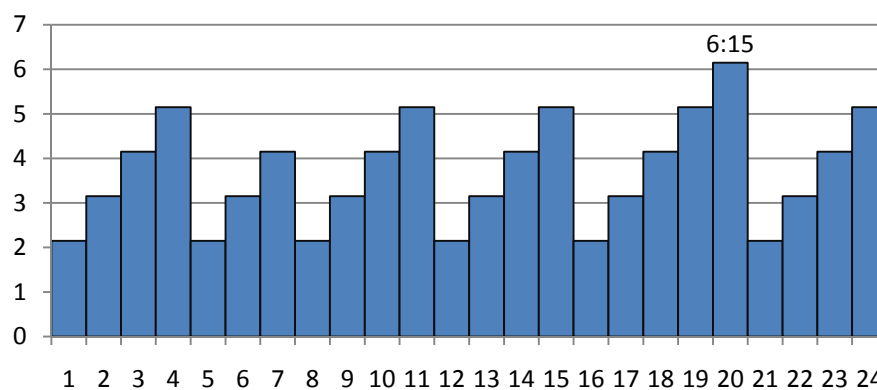


Figura 3.2.4 Gráfica de las horas frente el horizonte de predicción del mercado intradiario.

La muestra de datos de 2007 comprende 8.712 horas ya que se descartan los días de 23 y 25 horas en los que se alteran los horizontes del mercado intradiario. Por el mismo motivo la muestra de datos de 2008 comprende 8.736 horas.

Los porcentajes medio de desvío sobre programa en las 24 horas de cada día de los años 2007 y 2008 se muestran en las tablas siguientes:

Porcentaje desvío sobre programa P48		
HORA	2007	2008
1	11,9	12,8
2	12	12,8
3	12	12,7
4	13	13,3
5	13,7	13,6
6	14,1	14,1
7	14,6	14,3
8	14,9	14,7
9	14,7	13,4
10	13,2	12,8
11	13,3	13,1
12	13,5	13,2
13	13,5	12,5
14	13,2	12,5
15	13,5	12,3
16	12,9	12,0
17	12,8	12,5
18	13,2	13,1
19	13,8	14,1
20	14,4	15,5
21	15	16,4
22	15,3	16,6
23	14,7	15,6
24	14,1	15,7

Tabla 3.2.4 Tabla de valores del porcentaje de desvíos sobre el programa P48.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

A continuación se presenta en un gráfico el análisis del porcentaje de desvíos absolutos sobre el programa P48 según el horizonte de predicción de cada una de las 24 horas con los datos del año 2007 y del 2008.

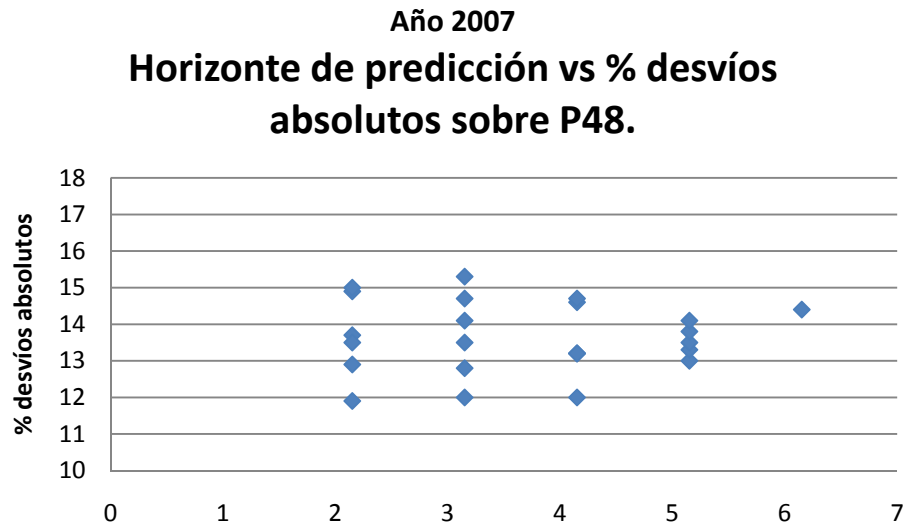


Figura 3.2.5 Gráfica del horizonte de predicción frente al porcentaje de desvíos absolutos sobre el P48. Año 2007.

Al igual que en el análisis de los datos del año 2007, se analizan los mismos casos para el año siguiente para poder comparar ambas soluciones y comprobar si siguen las mismas desviaciones y así asumir una conclusión estadística global.

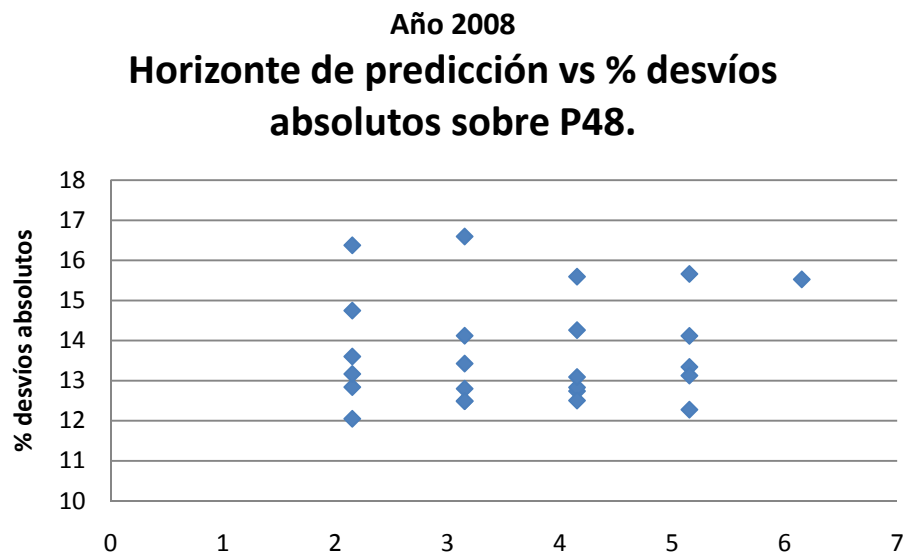


Figura 3.2.6 Gráfica del horizonte de predicción frente al porcentaje de desvíos absolutos sobre el P48. Año 2008.

Si analizamos las dos gráficas anteriores se puede comprobar que el rango de valores en los que se mueven los desvíos absolutos es el mismo en todos los horizontes de predicción, entre el 12% y el 17% por lo que podríamos deducir que el horizonte de predicción no es un factor relevante para la predictibilidad eólica.

Como puede verse en la gráfica de 2007, los valores del primer horizonte de predicción de dos horas y quince minutos, alcanzan el 14,9% de desvío absoluto sobre el P48, y el 15,3% en el horizonte de tres horas y quince minutos, valores ambos superiores al 14,4% obtenido en el horizonte de predicción mayor de seis horas y quince minutos. Se observa igualmente que en el año 2008 los mayores desvíos en los dos horizontes menores son de 16,4% y 16,6% superiores al dato que obtenemos de desvío en el mayor horizonte de seis horas y quince minutos que es 15,5%.

Por tanto la variación en la predicción según el horizonte de predicción es prácticamente nula y no se acierta más en la previsión cuanto menos horizonte se tenga para el caso del programa final operativo, es decir, una vez realizado el PBF, las restricciones del mismo, los ajustes en el mercado diario y las restricciones técnicas en tiempo real. Para corroborar esta conclusión se analiza la media de los porcentajes de desvíos en las horas con mismo horizonte de predicción, se observa que la variación del porcentaje de desvío con el horizonte de predicción es mínima a excepción del dato que corresponde al horizonte de predicción mayor.

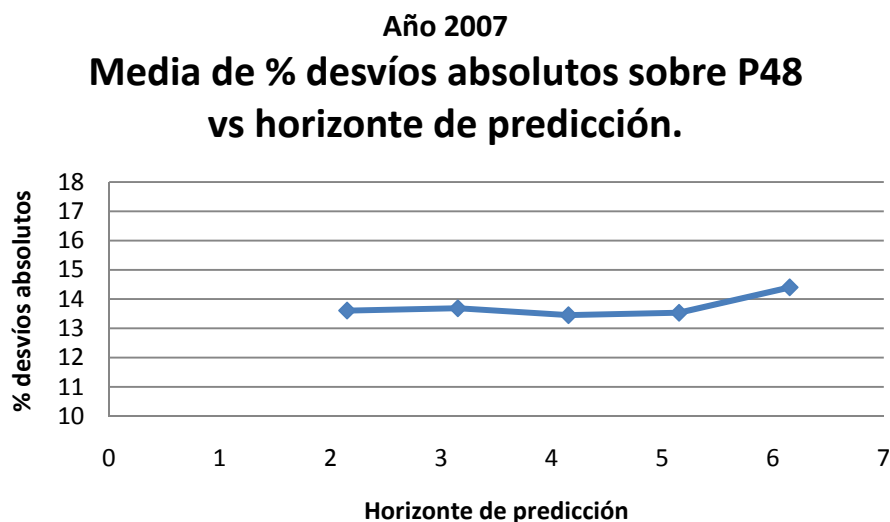


Figura 3.2.7 Gráfica de la media del porcentaje de los desvíos absolutos sobre P48 frente al horizonte de predicción. Año 2007.

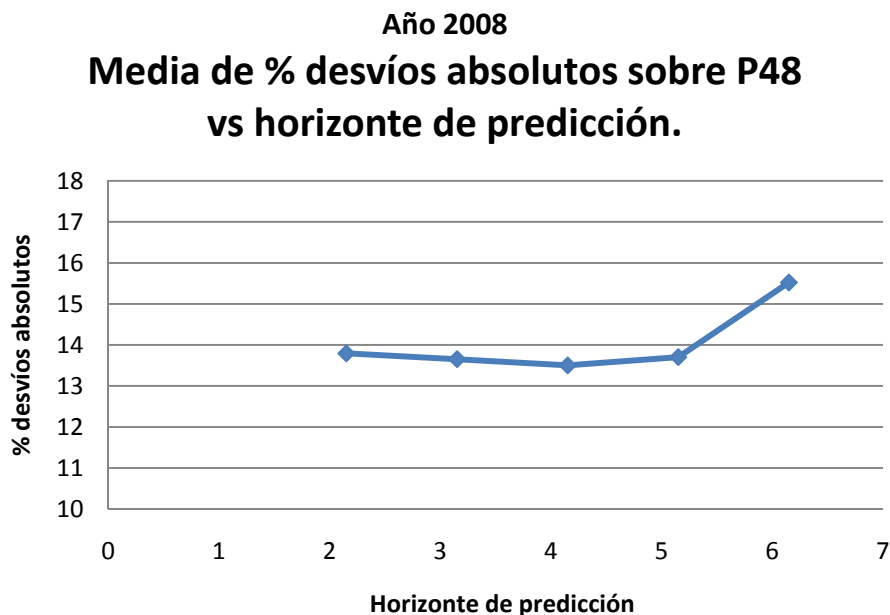


Figura 3.2.8 Gráfica de la media del porcentaje de los desvíos absolutos sobre P48 frente al horizonte de predicción. Año 2008.

Se puede comprobar en el Estudio sobre Predicción Eólica en la Unión Europea (ANEMOS) [17] que las fluctuaciones en las curvas de predicción de varios parques situados en Dinamarca, Alemania e Irlanda, en el rango de 1 a 6 horas, son similares a las obtenidas en este estudio con datos de parques eólicos españoles, por lo que se deduce que la estabilidad del error de predicción en dicho rango se mantiene tanto a nivel nacional como a nivel europeo, por lo que el error no se debería al acercamiento a la franja horaria de producción real ya que en algunos parques europeos dicho horizonte de predicción es menor que en el caso del horizonte español, acercándose éstos a la hora de producción real. De lo que se podría afirmar que el problema de la predicción eólica no mejora con un menor horizonte de predicción o acercamiento del horizonte a la hora de producción real.

3.2.3 Participación eólica en el mercado intradiario y mejora obtenida.

A continuación se analiza la cantidad de energía que se mueve en el mercado intradiario, para comprobar la participación de la energía eólica en dicho mercado y estudiar los desvíos frente a las horas del mercado.

Según muestra el estudio las primeras horas en las que el cierre del mercado es de madrugada el movimiento de energía no es significativo, la causa puede deberse a que este periodo se encuentra en horas no laborales, por lo que se deduce que en este periodo de las 9 primeras horas la energía eólica no participa en el mercado intradiario, sin embargo a partir de las 10 horas el crecimiento en la curva es mayor por lo que el movimiento de energía a partir de dicho momento crece y se establece dentro de un rango de valores de entre 7 y 9%.

Mediante la curva roja que representa la diferencia de los desvíos absolutos sobre el PBF y los desvíos absolutos sobre el P48 se comprueba que en las horas de mayor movimiento de energía, la mejora en los desvíos es variable, en las primeras horas laborales el desvío es mayor y va disminuyendo según van aumentando las horas del mercado para ambos casos; aunque en el estudio del año 2008 el rango de valores en los que se mueven los datos de la diferencia de desvíos es menor que en el estudio del 2007.

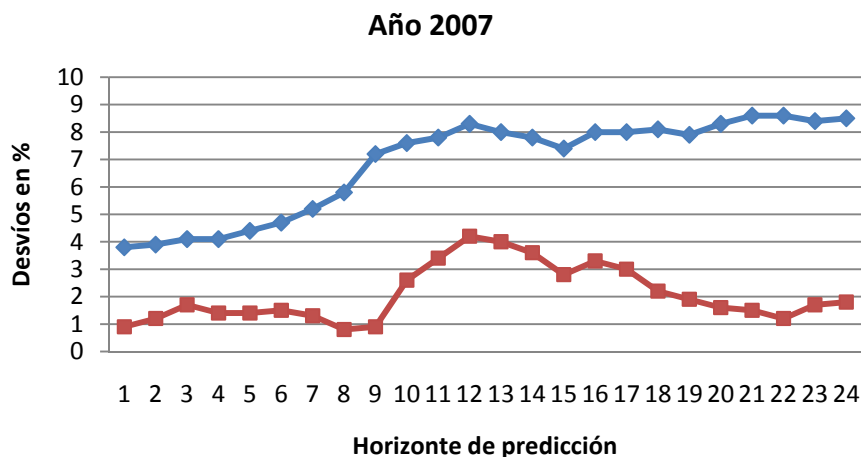


Figura 3.2.9 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario. Año 2007.

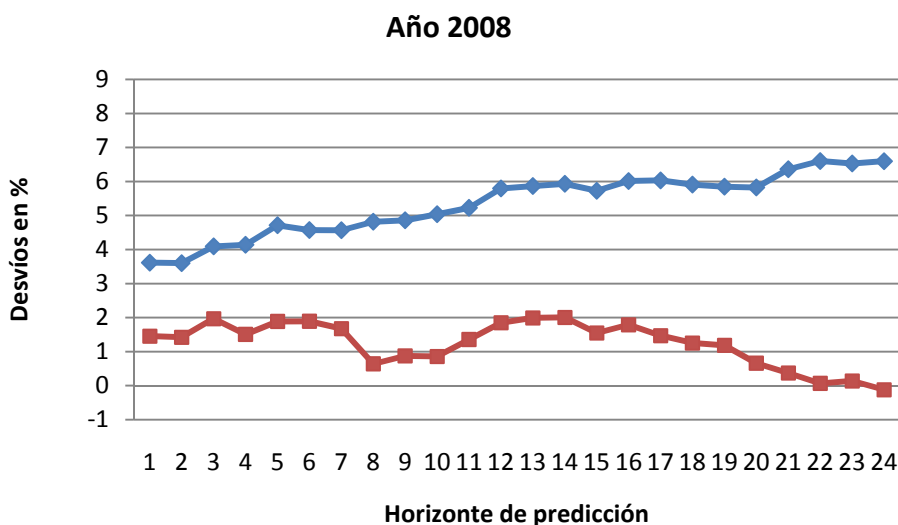


Figura 3.2.10 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario. Año 2008.

Azul: Porcentaje de energía horaria neta gestionada en el mercado intradiario sobre la energía en PBF

$$\frac{\sum_h |PHO_{eol} - PBF_{eol}|}{\sum PBF_{eol}}$$



Rojo: Diferencia entre los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre P48

$$\frac{\sum_h |MED - PBF_{eol}|}{\sum PBF_{eol}} - \frac{\sum_h |MED - PHO_{eol}|}{\sum PHO_{eol}}$$

Seguidamente se comparan los datos de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48 para analizar los desvíos que se producen entre el mercado diario y el mercado intradiario.

De igual manera que las curvas anteriores se deduce que en las primeras horas del día, las cuales no son laborales, el desvío es similar en ambas curvas, sin embargo una vez que comienza la hora nueve la curva de desvío absoluto sobre PBF crece mientras la curva de desvío absoluto sobre P48 decrece, y la variación entre ambas curvas es mayor, una vez que se entra en las horas de la tarde, a partir de las 18 horas ambas curvas crecen y se establece una variación entre ellas prácticamente constante, en el caso del año 2007; para el estudio del año 2008 sigue la misma secuencia explicada, excepto al entrar en las horas finales del día, las curvas llegan a posicionarse una sobre otra obteniendo un valor de variación entre ellas poco significativo.

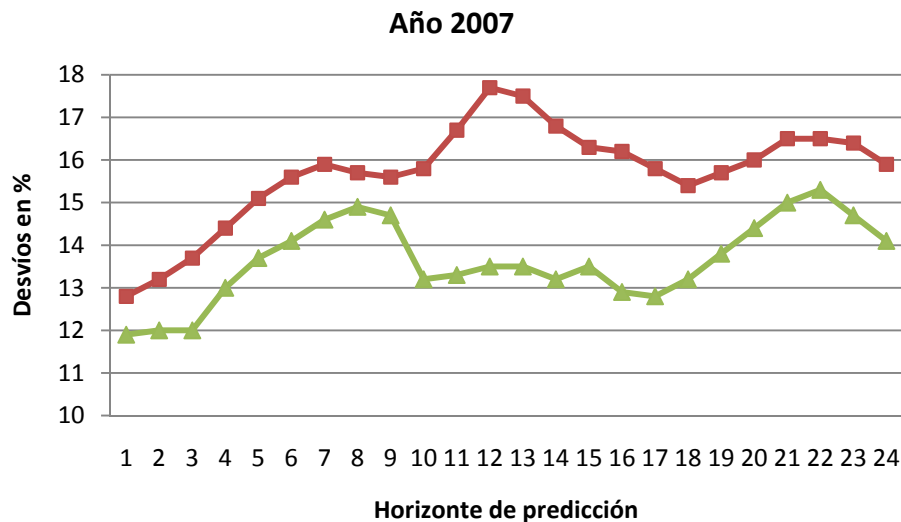


Figura 3.2.11 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48. Año 2007.

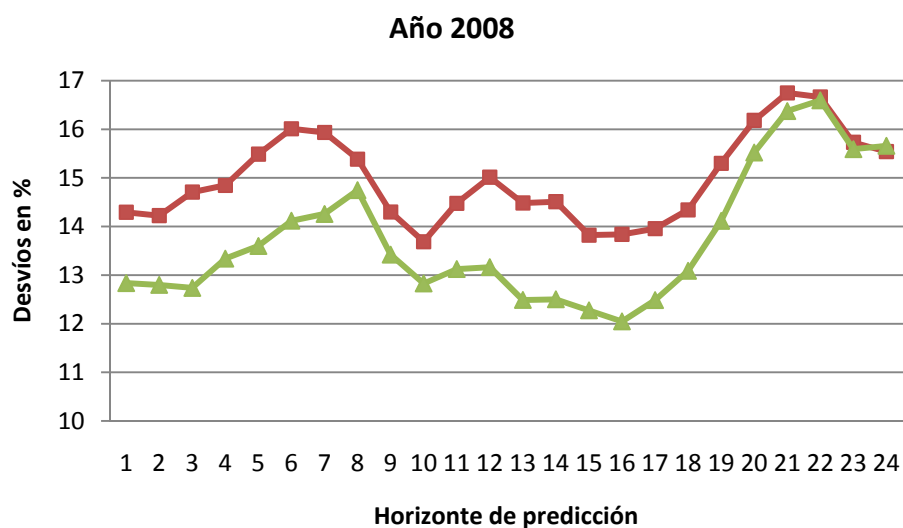


Figura 2 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48. Año 2008.

Rojo: % desvío absoluto medio de la medida agregada eólica sobre PBF eólico

Verde: % desvío absoluto medio de la medida agregada eólica sobre P48 eólico



Tabla de datos 2007

Periodo	PBF	P48	Cambio horario neto en intradiario	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48
	MWh	MWh	% s/PBF	% s/PBF	% s/P48
1	1.100.350	1.094.851	3,8	12,8	11,9
2	1.074.623	1.073.657	3,9	13,2	12
3	1.047.773	1.055.802	4,1	13,7	12
4	1.023.428	1.024.046	4,1	14,4	13
5	998.336	995.822	4,4	15,1	13,7
6	975.422	975.358	4,7	15,6	14,1
7	969.195	962.234	5,2	15,9	14,6
8	974.024	950.841	5,8	15,7	14,9
9	994.069	948.004	7,2	15,6	14,7
10	1.024.272	969.458	7,6	15,8	13,2
11	1.059.046	993.875	7,8	16,7	13,3
12	1.101.795	1.026.656	8,3	17,7	13,5
13	1.125.441	1.050.865	8	17,5	13,5
14	1.146.838	1.071.411	7,8	16,8	13,2
15	1.165.528	1.091.744	7,4	16,3	13,5
16	1.192.974	1.115.622	8	16,2	12,9
17	1.209.829	1.132.298	8	15,8	12,8
18	1.219.838	1.142.483	8,1	15,4	13,2
19	1.227.908	1.152.311	7,9	15,7	13,8
20	1.228.840	1.148.492	8,3	16	14,4
21	1.231.900	1.144.021	8,6	16,5	15
22	1.218.235	1.130.531	8,6	16,5	15,3
23	1.187.702	1.112.204	8,4	16,4	14,7
24	1.156.008	1.087.093	8,5	15,9	14,1

Tabla 3.2.5 Tabla de datos del 2007.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Tabla de datos 2008

Periodo	PBF	P48	Cambio horario neto en intradiario	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48
	MWh	MWh	% s/PBF	% s/PBF	% s/P48
1	1.209.067	1.214.796	3,6	14,3	12,8
2	1.186.129	1.196.804	3,6	14,2	12,8
3	1.152.978	1.177.792	4,1	14,7	12,7
4	1.132.272	1.146.716	4,1	14,8	13,3
5	1.107.559	1.123.858	4,7	15,5	13,6
6	1.089.999	1.109.229	4,6	16,0	14,1
7	1.085.289	1.097.372	4,6	15,9	14,3
8	1.093.883	1.086.045	4,8	15,4	14,7
9	1.115.471	1.102.316	4,9	14,3	13,4
10	1.139.571	1.117.206	5,0	13,7	12,8
11	1.165.090	1.136.211	5,2	14,5	13,1
12	1.204.777	1.162.104	5,8	15,0	13,2
13	1.234.685	1.190.439	5,9	14,5	12,5
14	1.262.751	1.214.402	5,9	14,5	12,5
15	1.283.133	1.237.320	5,7	13,8	12,3
16	1.315.139	1.263.912	6,0	13,8	12,0
17	1.326.488	1.273.660	6,0	14,0	12,5
18	1.322.631	1.273.338	5,9	14,3	13,1
19	1.319.016	1.271.641	5,8	15,3	14,1
20	1.311.014	1.264.066	5,8	16,2	15,5
21	1.314.299	1.258.358	6,4	16,8	16,4
22	1.301.655	1.242.551	6,6	16,7	16,6
23	1.284.578	1.230.076	6,5	15,7	15,6
24	1.252.964	1.199.878	6,6	15,5	15,7

Tabla 3.2.6 Tabla de datos del 2008.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]



A continuación se analizan los datos del tanto por ciento de las mejoras de desvíos en intradiario para comprobar si el error en la predicción procede del cierre del mercado diario, o influye el mercado intradiario para minimizar los desvíos, o en caso contrario, si la predicción en el mercado intradiario no mejora dichos desvíos.

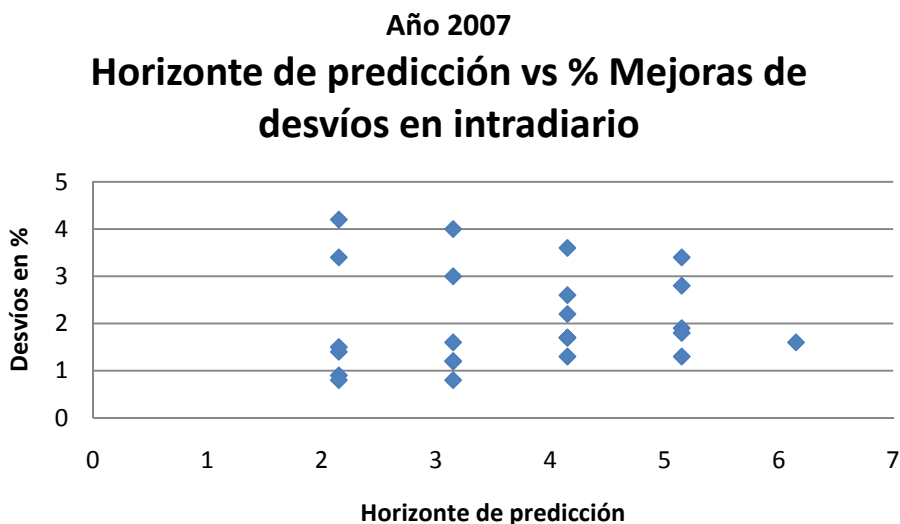


Figura 3.2.13 Gráfico del horizonte de predicción vs Mejora % de desvío en intradiario.

Año 2007.

Analizando la gráfica obtenida se comprueba que en el caso del horizonte de predicción menor se tienen más desvíos, y según va aumentando el rango del horizonte van disminuyendo los desvíos, igualmente se podría decir que la cercanía a la hora de demanda real no influye, puesto que en este caso se obtiene un menor desvío cuanto mayor es el horizonte de predicción.

A su vez se comprueba que al cierre del mercado diario, aunque los valores de desvíos son mayores, la dispersión dentro de las gráficas obtenidas serán menores, y una vez cerrado el mercado intradiario el valor de las mejoras de desvíos es menor puesto que es la diferencia entre ambos mercados (P48-PBF), sin embargo la dispersión de los datos gráficamente es mayor.

Nuevamente se analizan los datos del tanto por ciento de las mejoras de desvíos en intradiario frente al horizonte de predicción para el año 2008.

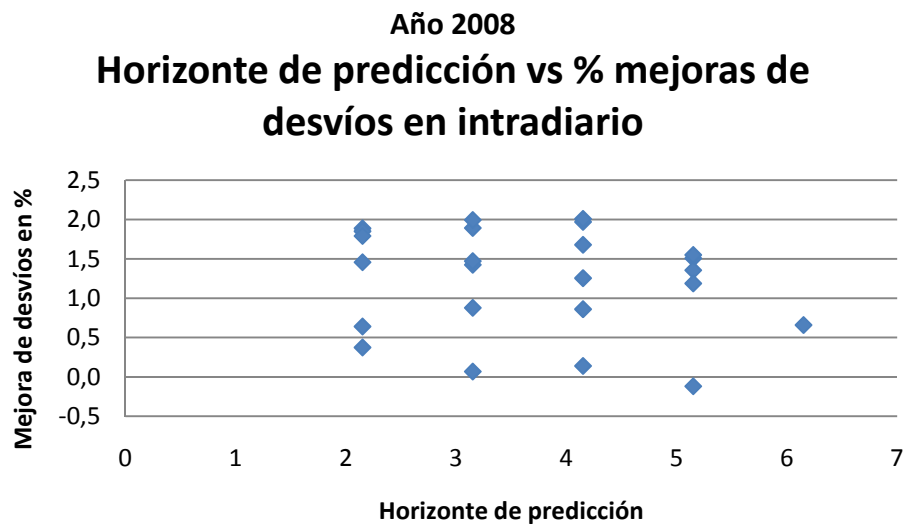


Figura 3.2.14 Gráfico del horizonte de predicción vs Mejora % de desvío en intradiario.

Año 2008.

En este caso se comprueba que los datos tienen una dispersión mayor que en los casos anteriores, a su vez muestra también que la diferencia entre los desvíos es bastante mayor que en los otros casos, mientras en el horizonte de dos horas y quince minutos se tiene un desvío de 1,9%, en el mayor horizonte se obtiene una desviación de 0,7%, lo que genera un desvío total de 1,2% que es algo más importante que en los casos anteriores.

3.2.4 Predictibilidad según el volumen de energía programada

En este apartado se investiga la predictibilidad de la producción eólica según el volumen de producción programada en el mercado. Para ello la frecuencia de producción de energía eólica programada se analiza mediante la división de las horas del año en intervalos de 500 MWh de energía programada en el PHO, es decir, se divide la energía eólica programada en cada hora en intervalos de 500 MWh y se representan cuántas horas al año ha habido la producción de energía programada de cada intervalo.

**Tabla de datos 2007**

Intervalo P48 MWh	Horas Nº	Desvío mínimo %	Desvío medio %	Desvío máximo %	Desvío mínimo MWh	Desvío >95% MWh	Desvío >50% MWh	Desvío >5% MWh	Desvío máximo MWh
0000 - 0500	41	4	43	88	-409	-311	-179	-51	-17
0500 - 1000	517	0	28	86	-752	-514	-155	303	654
1000 - 1500	1.122	0	23	105	-1.253	-609	-110	538	1.261
1500 - 2000	1.145	0	23	91	-1.414	-770	-97	827	1.564
2000 - 2500	925	0	20	75	-1.511	-899	-52	942	1.639
2500 - 3000	992	0	17	70	-1.911	-861	86	1.013	1.864
3000 - 3500	898	0	14	61	-1.931	-1.079	83	959	1.614
3500 - 4000	883	0	12	52	-1.846	-868	61	1.035	1.763
4000 - 4500	575	0	12	57	-1.670	-933	148	1.299	2.441
4500 - 5000	527	0	11	44	-1.561	-797	202	1.416	2.078
5000 - 5500	392	0	10	40	-1.791	-1.002	257	1.238	2.119
5500 - 6000	339	0	9	39	-2.300	-713	223	1.203	1.910
6000 - 6500	247	0	7	23	-1.206	-737	60	1.091	1.397
6500 - 7000	102	0	6	22	-1.462	-1.003	-93	517	966
7000 - 7500	44	0	6	19	-1.417	-919	-212	612	695
7500 - 8000	11	1	4	10	-250	-83	207	804	809

Tabla 3.2.7 Tabla de datos de los desvíos. Año 2007.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Tabla de datos 2008

Intervalo P48 MWh	Horas Nº	Desvío mínimo %	Desvío medio %	Desvío máximo %	Desvío mínimo MWh	Desvío >95% MWh	Desvío >50% MWh	Desvío >5% MWh	Desvío máximo MWh
0000 - 0500	38	0	36	100	-255	-236	-57	288	436
0500 - 1000	357	0	32	84	-701	-528	-193	303	733
1000 - 1500	886	0	25	89	-952	-658	-116	616	1.162
1500 - 2000	1.002	0	20	85	-1.294	-809	-62	681	1.634
2000 - 2500	1.051	0	18	96	-1.357	-914	-38	877	2.324
2500 - 3000	913	0	17	93	-1.588	-884	34	937	2.644
3000 - 3500	772	0	16	79	-1.966	-1.038	18	1.096	2.533
3500 - 4000	748	0	14	81	-1.562	-976	102	1.203	3.215
4000 - 4500	559	0	12	68	-2.049	-920	114	1.208	2.783
4500 - 5000	494	0	12	48	-1.583	-749	234	1.311	2.217
5000 - 5500	414	0	12	46	-2.008	-1.290	268	1.488	2.523
5500 - 6000	378	0	11	46	-2.601	-594	343	1.510	2.578
6000 - 6500	334	0	9	36	-2.100	-962	254	1.240	2.202
6500 - 7000	266	0	8	30	-1.834	-819	267	1.282	1.947
7000 - 7500	207	0	8	26	-1.714	-905	288	1.254	1.892
7500 - 8000	155	0	8	26	-1.928	-1.484	-28	1.339	1.980
8000 - 8500	89	0	7	26	-2.156	-1.154	102	1.057	1.361
8500 - 9000	82	0	5	21	-1.841	-653	74	888	1.082
9000 - 9500	34	0	6	18	-1.599	-1.064	234	1.260	1.617
9500 - 10000	4	1	4	11	-1.026	-945	-280	42	62
10000 - 10500	1	3	3	3	-266				-266

Tabla 3.2.8 Tabla de datos de los desvíos. Año 2008.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Se representa la curva de programación de energía eólica en el mercado en intervalos de horas para el año 2007; se observa que hay más horas al año en las que la energía producida se encuentra entre 1500 y 2500 MWh, y muy pocas horas en las que la energía producida sea superior 6.500 MWh.

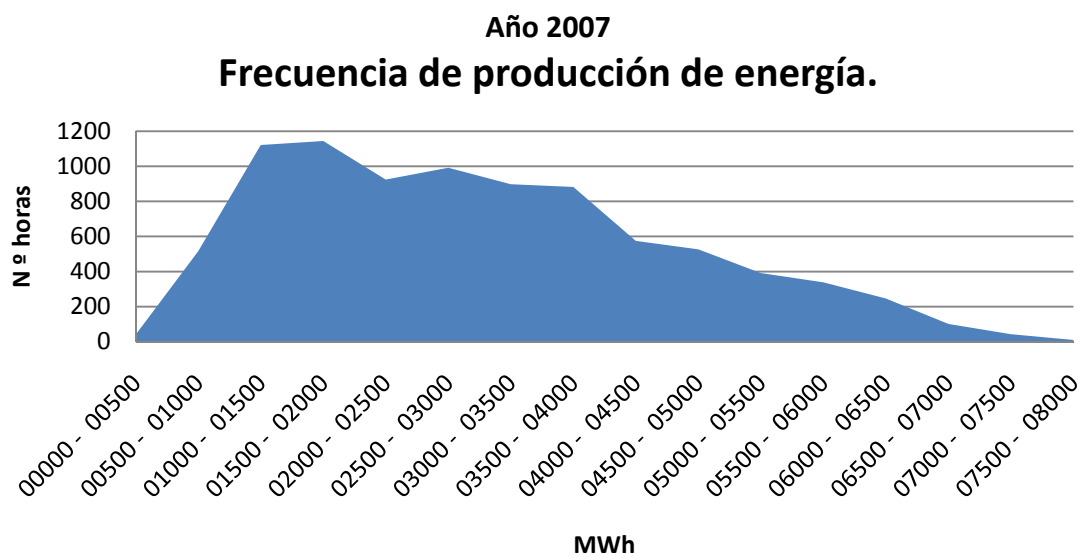


Figura 3.2.15 Gráfica de la frecuencia de producción de energía.

Año 2007.

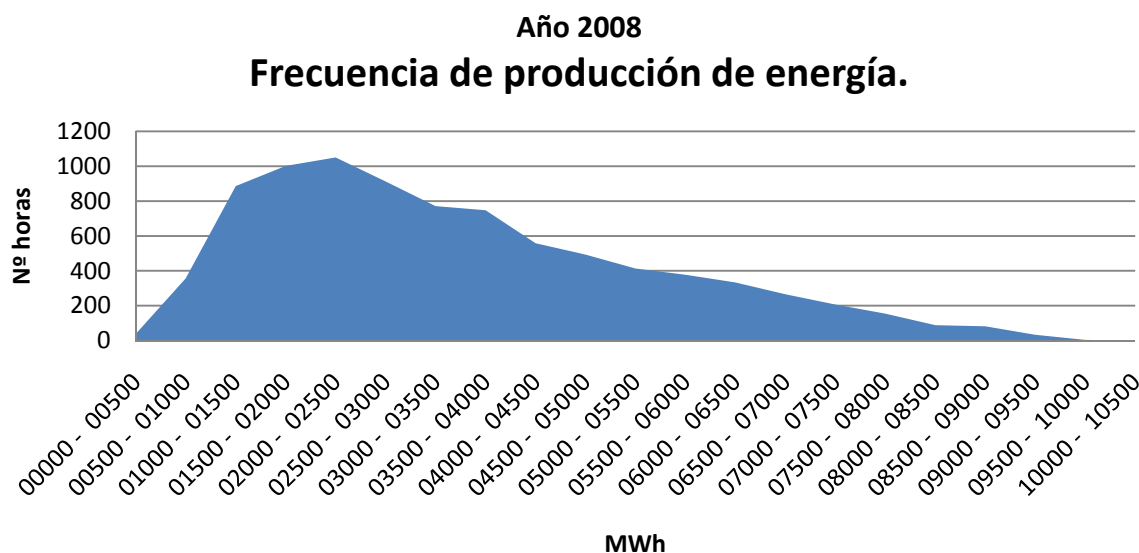


Figura 3.2.16 Gráfica de la frecuencia de producción de energía.

Año 2008.



En el estudio del año 2008 se aprecia la curva más definida asemejándose a una distribución estadística de Weibull, en la que se observa que en la mayoría de las áreas los valores altos de energía eólica programada se dan muy pocas horas al año.

De la misma manera que en el año 2007, se da una mayor cantidad de horas al año en las que la energía programada se mueve en un rango de valores entre los 1.500 y 3.000 MW.

En las figuras siguientes se muestra el porcentaje de los desvíos horarios absolutos del programa eólico del mercado frente a los intervalos de programa horario; se ven representadas las curvas de porcentaje de desvío absoluto horario máximo, medio y mínimo en cada intervalo, los tres casos son decrecientes, hasta prácticamente finalizar por debajo del 20%.

Mediante estas gráficas se puede afirmar que, en ambos estudios, cuanto mayor es la energía producida menor es el porcentaje de los desvíos horarios, ya que las tres curvas representan un descenso cuanto mayor son los intervalos de energía producida.

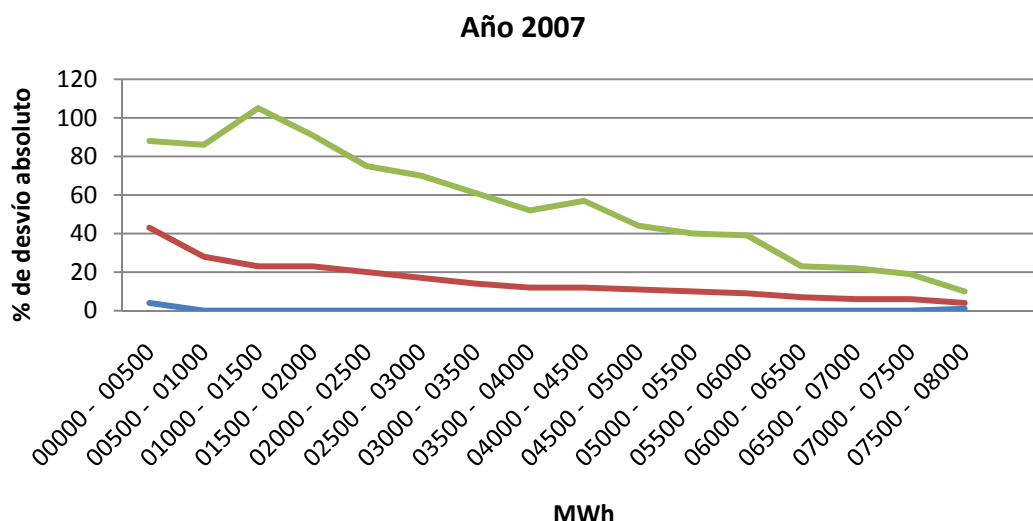


Figura 3.2.17 Porcentaje de los desvíos horarios absolutos del programa eólico del mercado frente a los intervalos de programa horario.

Año 2007.

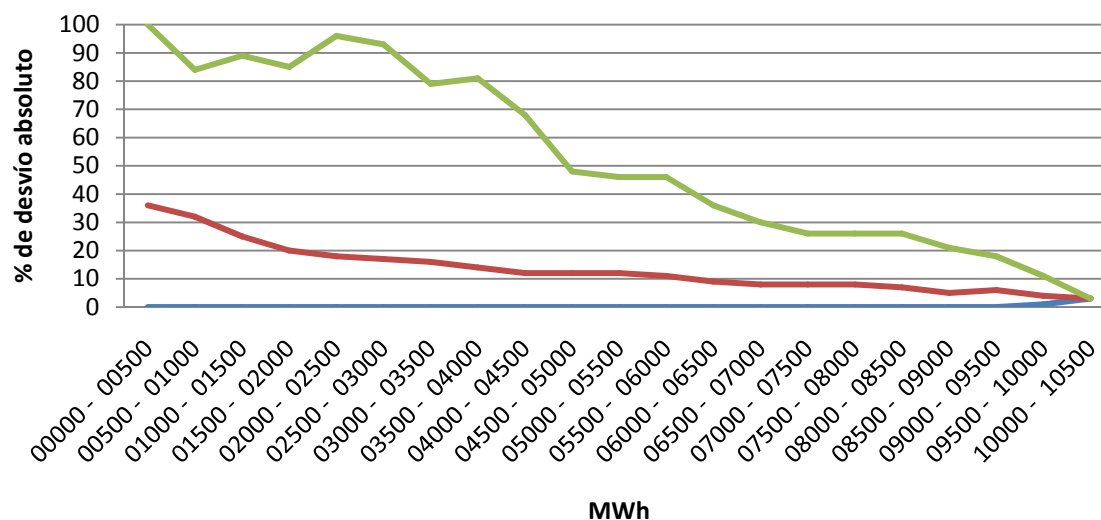


Figura 3.2.18 Porcentaje de los desvíos horarios absolutos del programa eólico del mercado frente a los intervalos de programa horario.

Año 2008.

Verde: desvío absoluto horario máximo (%)

Rojo: desvío absoluto horario medio (%)

Azul: desvío absoluto horario mínimo (%)

En este caso se muestra la representación de los desvíos horarios máximo y desvíos horarios mínimo, y a su vez la representación de los desvíos horarios superado el 5% de las horas, el 50% y el 95%.

Año 2007

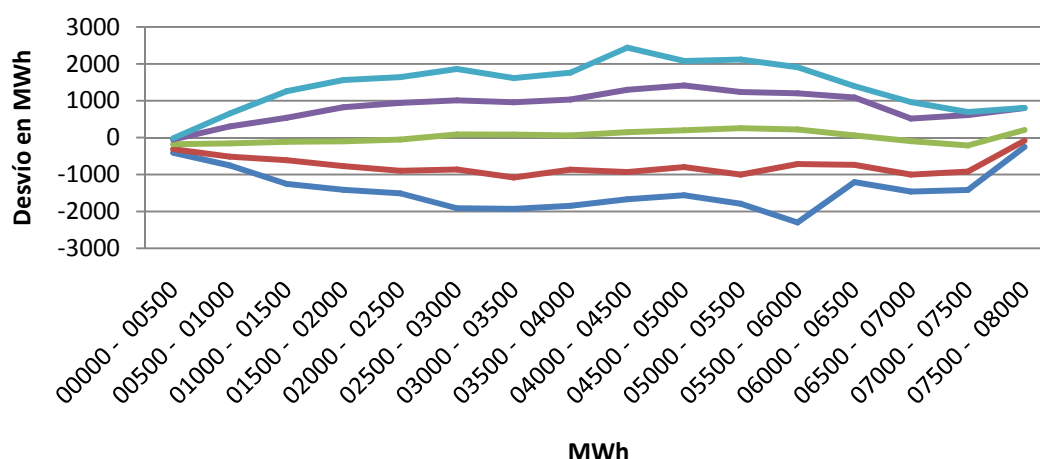


Figura 3.2.19 Desvíos horarios máximo, desvíos horarios mínimo, desvíos horarios superado el 5% de las horas, el 50% y el 95%.

Año 2007.



Azul: desvío horario máximo, MWh

Azul oscuro: desvío horario mínimo, MWh

Morado: desvío horario superado el 5% de las horas, MWh

Verde: desvío horario superado el 50% de las horas, MWh.

Rojo: desvío horario superado el 95% de las horas, MWh.

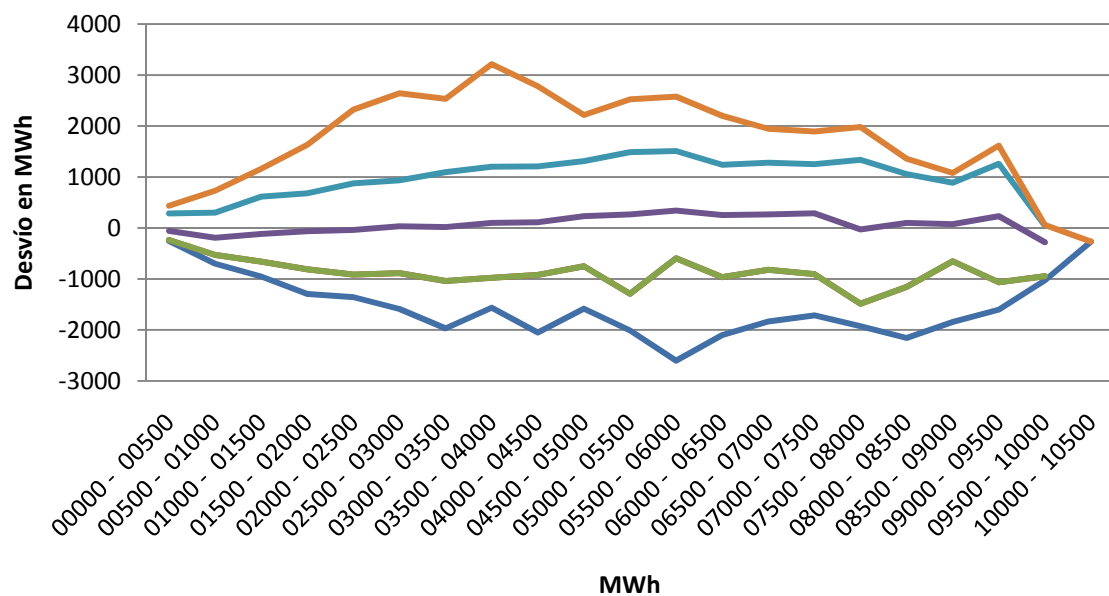


Figura 3.2.20 Desvíos horarios máximo, desvíos horarios mínimo, desvíos horarios superado el 5% de las horas, el 50% y el 95%.

Año 2008

Naranja: desvío horario máximo, MWh

Azul: desvío horario mínimo, MWh

Morado: desvío horario superado el 5% de las horas, MWh

Verde: desvío horario superado el 50% de las horas, MWh.

Azul oscuro: desvío horario superado el 95% de las horas, MWh.

Se comprueba que durante los intervalos intermedios los desvíos son mayores, sin embargo cuanto mayor es la energía programada, nuevamente, las curvas se nivelan aproximándose a una banda de desvío de ± 1000 MWh, por lo que se corrobora que cuanto mayor es la producción de energía se obtienen menores desvíos.

3.3 FACTOR DERIVA DE LOS DESVÍOS RESPECTO AL DESVÍO DEL SISTEMA

Como conclusión al análisis de los datos obtenidos a lo largo de los años 2007 y 2008, en ambos casos los desvíos totales son desvíos a subir, por lo que se podría decir que generalmente las instalaciones eólicas tienden a desviarse más a subir que a bajar.

Según los datos obtenidos también se comprueba que los desvíos del año 2007 son menores que en el año 2008, siendo en ambos casos valores entre 0,96 y 0,98.

3.4 COSTE DE LAS ENERGÍAS DE BALANCE

3.4.1 Influencia de los desvíos eólicos en el coste de las energías de balance.

La frecuencia de producción de energía eólica programada se analiza mediante la división de las horas del año en intervalos de 500 MWh de energía programada, es decir, se divide la energía eólica programada en cada hora en intervalos de 500 MWh y se representan cuántas horas al año ha habido la producción de energía programada de cada intervalo.

Se representa la curva de programación de energía eólica en el mercado en intervalos de horas para el año 2007; se observa que hay más horas al año en las que la energía producida se encuentra en valores dentro del rango -1000 y 1000 MWh, y muy pocas horas en las que la energía producida se encuentre entre -2500 a -1000 MWh y entre 1000 a 2500 MWh.

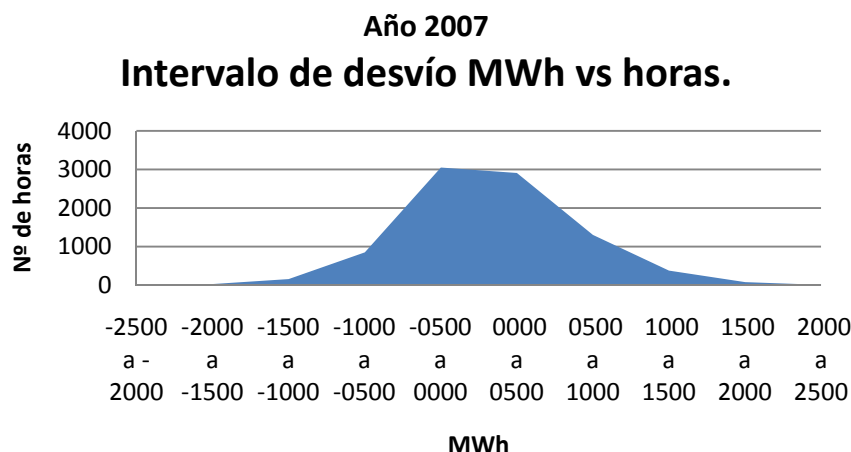


Figura 3.4.1 Intervalo de desvío MWh frente al número de horas.

Año 2007

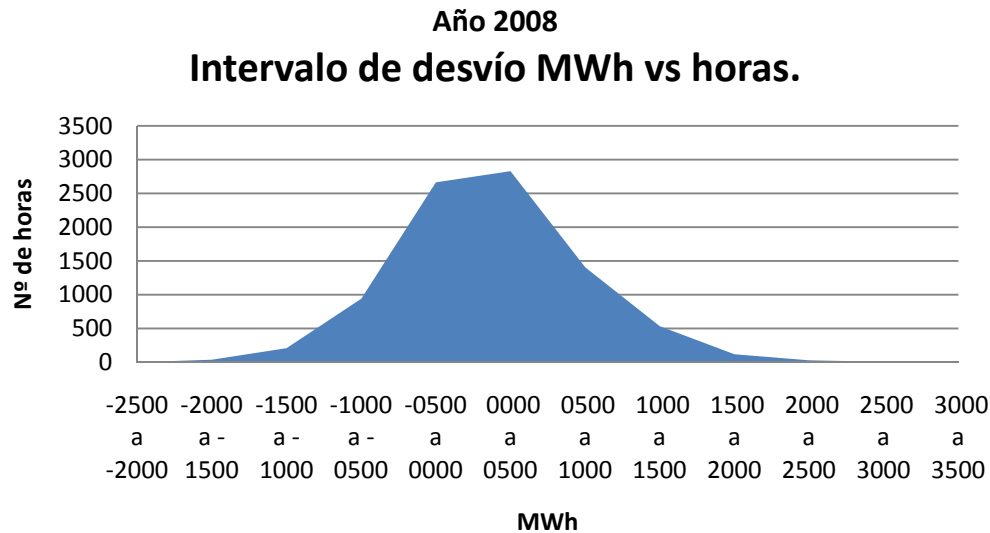


Figura 3.4.2 Intervalo de desvío MWh frente al número de horas.

Año 2008.

A continuación se representan las curvas de los costes de los desvíos mínimo, medio y máximo.

Mediante el análisis de la curva del coste de los desvíos medios en % se comprueba que los valores se mueven en un rango entre 20,8 y 56,4; la curva comienza descendiendo para los valores de -2500 a 0 para comenzar a aumentar en los valores mayores a estos.

La curva de coste de los desvíos máximos del año 2007 muestra dos máximos, el mayor de ellos toma el valor de 481,4, los cuales no son significativos ya que pueden ser valores puntuales, dichos datos hacen que la curva no siga una forma constante, al igual que ocurre en el análisis del año 2008, ésta muestra variaciones continuas hasta alcanzar un máximo de 242,67; por lo cual la curva que será significativa es la curva de coste de desvíos medios que toma una forma similar en ambos casos.

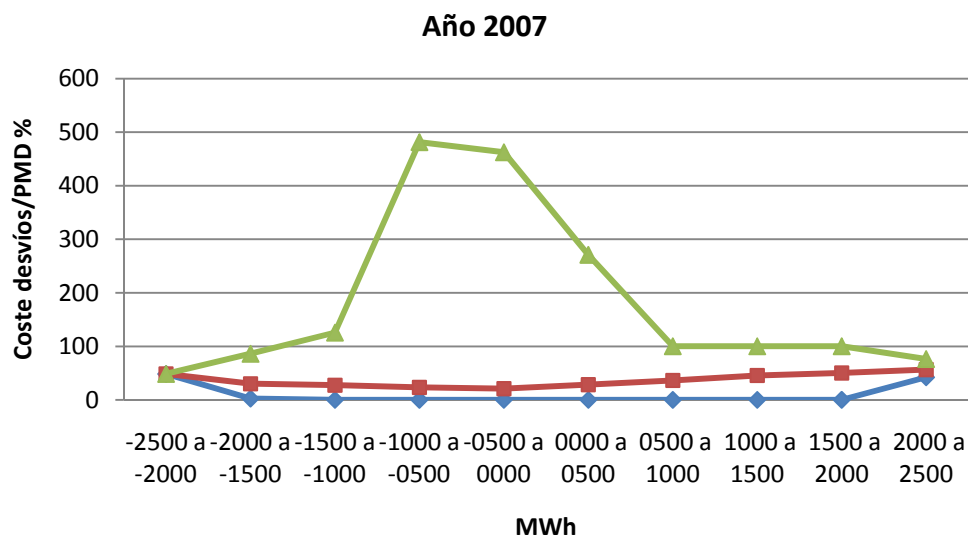


Figura 3 Curvas de los costes de los desvíos mínimo, medio y máximo.

Año 2007.

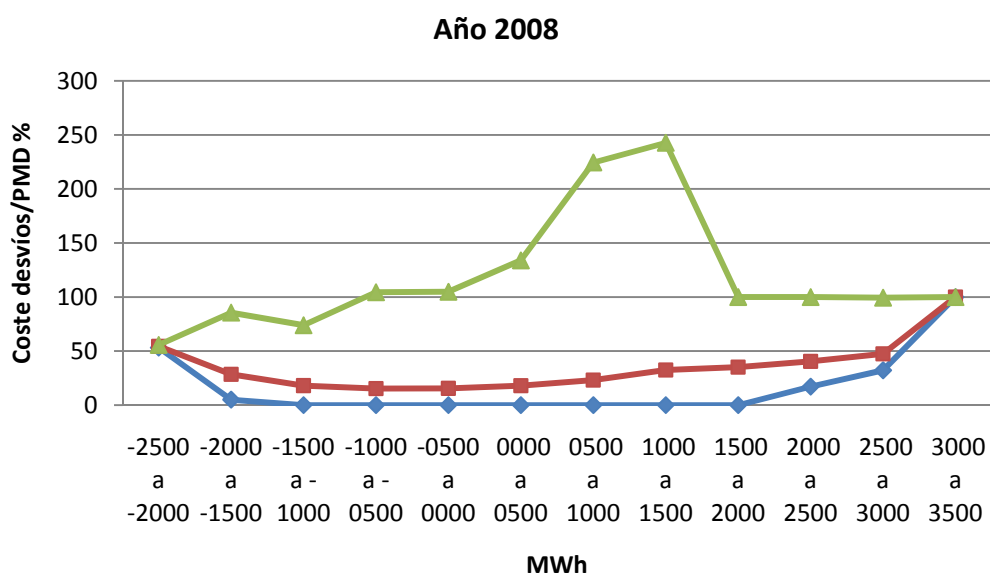


Figura 3.4.4 Curvas de los costes de los desvíos mínimo, medio y máximo.

Año 2008.

Para tener un mejor análisis de las curvas de coste de desvíos medios en porcentaje se han creado las gráficas siguientes, en las cuales se puede comprobar con mayor resolución el descenso de los costes en la primera parte de las mismas, hasta llegar al intervalo de -500 a 0 en ambos casos, y el ascenso de los costes a partir de este intervalo hasta el final de la curva.

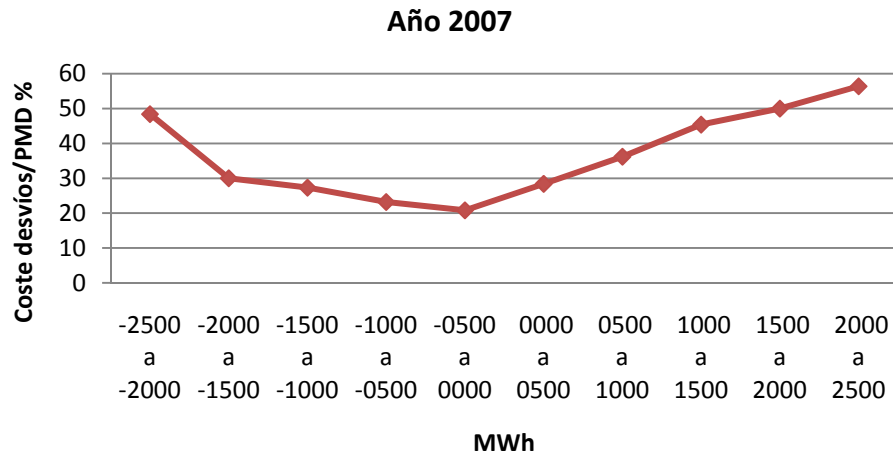


Figura 3.4.5 Curva del coste de desvíos medios.

Año 2007.

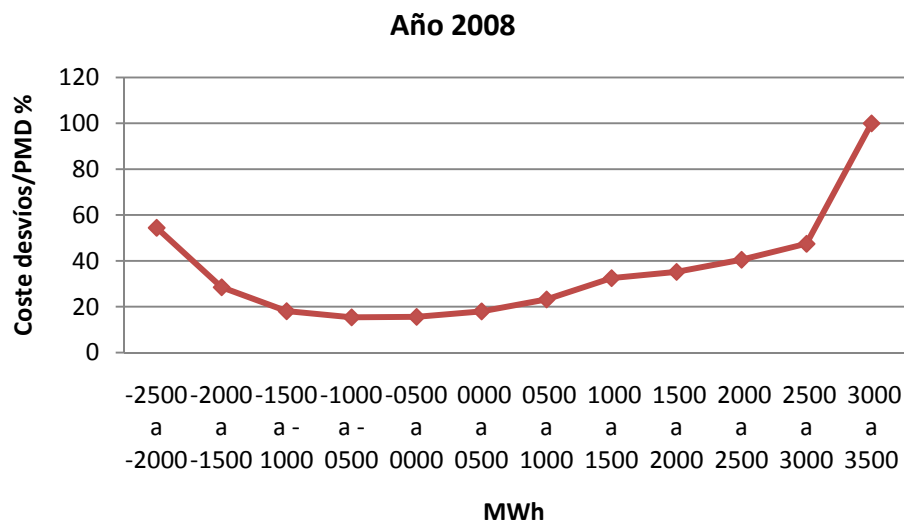


Figura 3.4.6 Curva del coste de desvíos medios.

Año 2008.

Al igual que en el apartado anterior las curvas de los costes de desvíos máximos muestran picos de valores que se deben a casos puntuales y por lo tanto no significativos, por lo que se analizarán las curvas de costes de desvíos medios, las cuales siguen la misma dinámica que en el caso expuesto anteriormente.

La curva de costes de desvíos medios en €/kWh para el año 2007 se forma en un rango de valores entre 8,68 y 26,69 €/kWh, comienza descendiendo en los intervalos de -2500 a -2000 hasta el intervalo de 0, para luego ascender hasta el final de la curva.

En el caso del año 2008 la curva es similar al año anterior, manteniéndose entre 9,88 y 43,26 €/kWh, sin embargo los picos de valores de la curva de costes de desvíos máximos son menores, siendo el mayor 92,05 €/kWh.

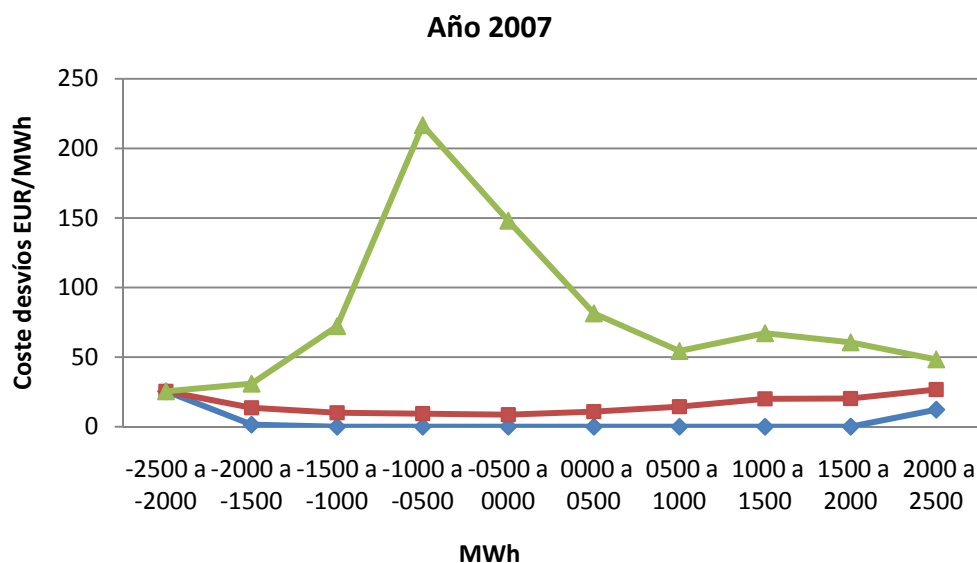


Figura 3.4.7 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh.

Año 2007.

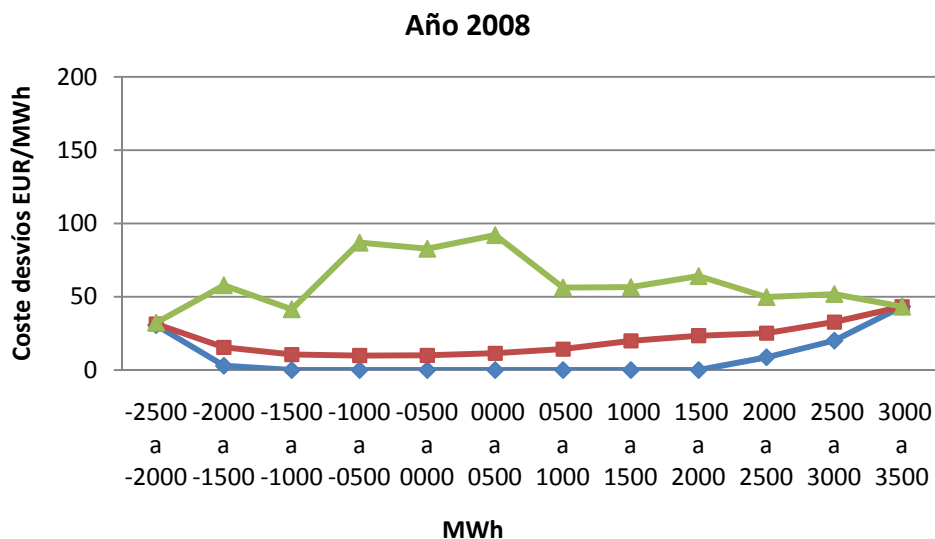


Figura 3.4.8 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh.

Año 2008.



3.4.2 Influencia de la participación eólica en el mercado intradiario

A continuación se analiza la participación eólica en el mercado intradiario para estudiar el precio del mercado intradiario si es mayor o menor dependiendo de la cantidad de energía eólica que participe en dicho mercado, a su vez se estudiará el tanto por ciento de cuota de esta energía en el intradiario y el tanto por ciento de cuota de los desvíos.

Mediante la siguiente tabla se observa que la participación de mayor energía eólica en el mercado intradiario no implica que el precio por MWh sea menor cuando vende y mayor cuando recompra, como se muestra a continuación en el caso de los valores del intradiario que van de 600 a 800 la diferencia del precio entre el mercado intradiario y el mercado diario es positiva, por lo que el precio del intradiario es mayor que el precio del mercado diario, lo cual confirma lo expuesto anteriormente, a mayor cantidad de energía vendiendo en el intradiario no implica un menor precio del MWh.

INTRADIARIO		PRECIO INTRA-PMD
DESDE	HASTA	€/MWh
-600	-500	1,19
-500	-400	-3,11
-400	-300	-3,32
-300	-200	-1,79
-200	-100	-1,41
-100	0	-1,42
0	100	-2,05
100	200	-0,98
200	300	-1,17
300	400	-1,18
400	500	-3,17
500	600	-1,03
600	700	3,71
700	800	4,48

Tabla 3.4.1 Tabla de valores de la participación de la energía eólica en el mercado intradiario.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Seguidamente se muestra la participación en el intradiario de la energía eólica, se observa que el tanto por ciento de energía eólica en intradiario frente al resto de las energías es poco significa aun siendo la energía renovable con mayor participación en dicho mercado; sin embargo la cuota de los desvíos que tiene esta energía es de un 38,3% frente al total de desvíos.

	% CUOTA INTRADIARIO	% CUOTA DESVÍOS
Eólico	12,9	38,3
Fotovoltaico	0	3,8
Hidráulico	1,4	2,9
Biomasa/Biogás	0,6	3,5
RESTO	85,1	51,5
	100	100

Tabla 3.4.2 Tabla de valores en tanto por ciento de la cuota en el intradiario y los desvíos de la energía eléctrica.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

3.5 RETRIBUCIÓN DE VENTA DE ENERGÍA EÓLICA.

Las opciones de venta de energía eólica se exponen en los artículos 24 al 30 del Boletín Oficial del Estado (BOE), RD 661/2007, explicado en el apartado 1.3; ya que la energía eólica se encuentra dentro de las energías eléctricas producidas en régimen especial.

La venta de energía eólica se puede acoger al antiguo Real Decreto 436/2004 hasta el año 2011, o bien acogerse al nuevo Real Decreto del año 2007, RD 661/2007 por la cual tendrá, en el caso de instalaciones eólicas ubicadas en tierra, como tarifa regulada durante los 20 primeros años 7,5681 c€/kWh, como prima de referencia 3,0272 c€/kWh, y sus límites serán; límite superior 8,7790 c€/kWh e inferior 7,3663 c€/kWh; a partir de estos 20 primeros años solamente tendrá una tarifa regulada de 6,3250 c€/kWh, el caso de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial no se tendrá en cuenta debido a su aplicación poco significativa hasta el momento.

Las instalaciones que se acogen al RD 436/2004 tienen dos opciones; se pueden acoger al caso a), en el cual ceden la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica recibiendo un precio de venta de la electricidad expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación y expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora, en este caso no se tendrán en cuenta los costes de los desvíos producidos.

En el caso de acogerse al caso b), en el cual se vende la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos; el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro por kilovatio-hora. En este caso sí se tendrán en cuenta los costes de los desvíos producidos.



Estas instalaciones pertenecientes al Real Decreto 436/2004 opción b), recibirán el precio horario del mercado de referencia más una prima de referencia que en este caso será de 38 €/MWh.

Las instalaciones que se acogieron al RD 436/2004 no podrá acogerse al Real Decreto 661/2007 hasta el año 2011 que será cuando el primer decreto deje de estar vigente y por lo tanto todas las instalaciones acogidas al mismo pasarán al Real Decreto 661/2007.

En el caso de las instalaciones que pasaron a pertenecer al Real Decreto 661/2007 tendrán otras dos opciones:

a. Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

b. Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio-hora.

Las instalaciones acogidas al RD 661/2007 opción b), a parte de la prima de referencia tendrán un límite superior y un límite inferior, por lo cuales, en caso de que el precio del mercado más la prima de referencia no llegasen al límite inferior, recibirán el valor de este límite; si el precio horario del mercado más la prima de referencia suman un valor entre el límite inferior y el superior, recibirán el valor de dicha suma; por el contrario si la suma del precio del mercado más el precio de la prima de referencia es mayor al límite superior, recibirán como máximo el valor del límite superior; por último si el precio del mercado diario es mayor al límite superior, recibirán el precio del mercado aunque éste sea mayor al límite superior, sin cobrar la prima de referencia.

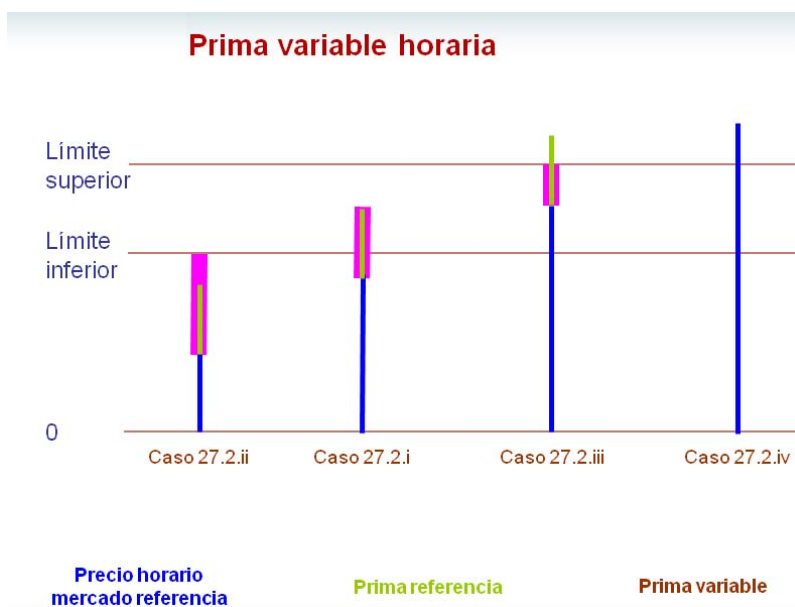


Figura 3.5.1 Prima variable horaria.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

En ambos casos del RD 661/2007 se tendrán en cuenta el coste de los desvíos producidos, a diferencia del RD 436/2004 en el cual si se opta por la opción a) no se tienen en cuenta los desvíos producidos.

En los años que se analizan en este estudio, 2007 y 2008, según el informe estadístico sobre la venta de Energía del Régimen Especial publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), se observa que la potencia instalada, en MW, en el caso de las ventas a tarifa a través de distribuidora no es significativo frente a la potencia instalada que participa en el mercado, esto es debido a que la mayoría de las instalaciones se acogen a la opción de la venta de la producción al mercado, donde se recibe el precio del mercado más una prima de referencia, siendo ésta la opción con más beneficios según el informe mencionado, además se debe tener en cuenta que parte de la potencia instalada en las ventas a tarifa a través de distribuidora se debe a instalaciones que se encuentran en el período de prueba necesario antes de poder acogerse a la opción de partición en mercado.

		Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Precio Medio Retribución Total (cent/kWh)
2007	Ventas a tarifa a través de distribuidora	2.331	1.722	187	6,397
	Participación en mercado	12.082	25.752	443	7,908
2008	Ventas a tarifa a través de distribuidora	552	1.843	131	6,862
	Participación en mercado	14.867	29.095	555	10,293

Tabla 3.5.1 Tabla de valores potencia instalada, energía vendida, nº de instalaciones y precio medio retribución total para ambas opciones de venta de energía.

Fuente: Comisión Nacional de Energía [7]

Evolución de la prima según el precio del mercado:

En el gráfico siguiente se observa la evolución de la prima de acuerdo con el siguiente esquema explicado anteriormente en el punto 1.3.2.

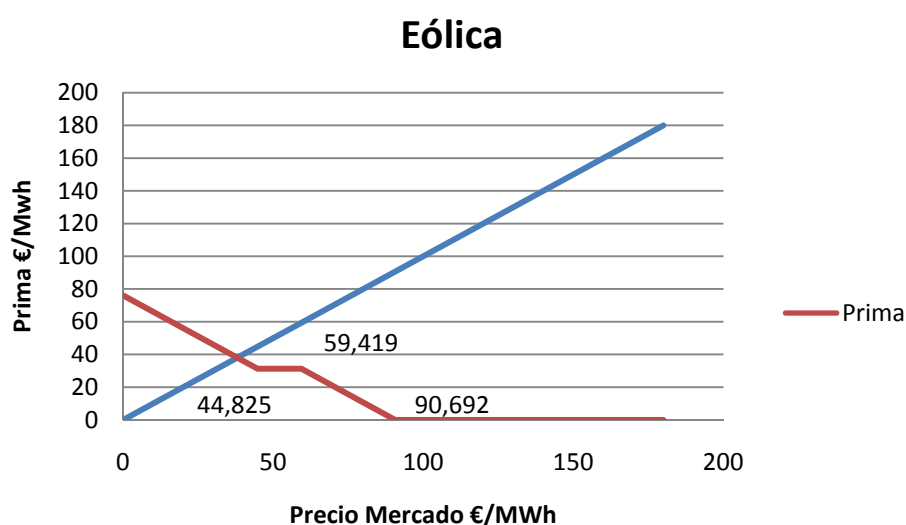


Figura 3.5.2 Evolución de la prima de la energía eólica.



Los datos utilizados para la elaboración de las gráficas se obtienen del BOE, RD 661/2007 del 31 de diciembre de 2008, utilizando el subgrupo b 2.1, el cual corresponde a las instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

En este caso los datos se corresponden con:

Tarifa regulada: 78,183 €/MWh

Prima de referencia: 31,273 €/MWh

Límite Superior: 90,692 €/MWh

Límite Inferior: 76,098 €/MWh

A continuación se muestra la gráfica obtenida a partir de dichos datos, la cual representa la retribución de la energía eólica.

Dicha gráfica comienza con una línea constante cuyo valor es el límite inferior hasta cortar con la recta formada por una recta $x = y + \text{prima de referencia}$, en este caso $x = y + 31,273$, hasta llegar al límite superior donde la gráfica vuelve a ser constante hasta su intersección con una recta $x = y$.

Retribución de energía eólica:

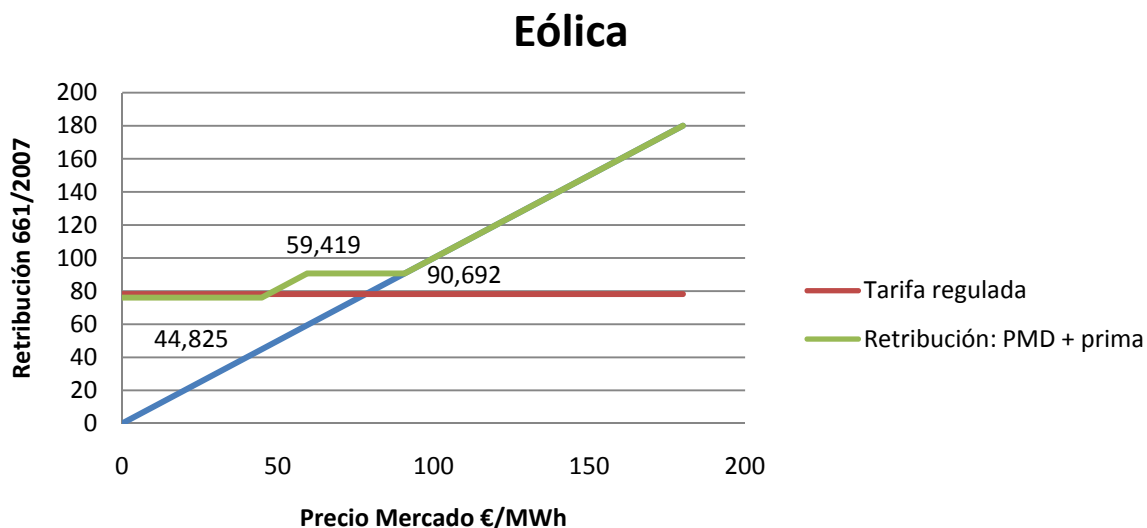


Figura 3.5.3 Retribución de energía eólica.





4. ANÁLISIS ENERGÍA HIDRÁULICA 2008





4.1 FACTORES

La siguiente tabla presenta el coste de los desvíos de la energía hidráulica en el año 2008 y el desglose de sus factores medios para todos los sujetos de liquidación de desvíos de energía hidráulica:

Hidráulica							
Año	CDSVP €/MWh producido	FP %	DP	DC %	FC	MX	CG €/MWh de desvío
2008	0,507	7,2	0,974	1,334	0,425	1,056	12,081

Tabla 4.1.1 Coste de los desvíos de la energía hidráulica en 2008 y sus factores.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Se observa que en el año 2008 para un desvío medio del 7,2% sobre programa y un coste medio de desvíos contrarios de 12,091 €/MWh, se hubiera obtenido un coste medio de desvíos de $12,081 \times 0,072 = 0,87$ €/MWh si todos los productores de energía hidráulica no hubieran estado apantallados en sujetos de liquidación y si la energía hidráulica hubiera tenido un comportamiento estadístico compensado, es decir, sin deriva a subir o a bajar y sin sesgo en el mix horarios de desvío.

El precio finalmente obtenido de 0,507 €/MWh se debe a varios factores. Existió una deriva a subir ($DP < 1$) lo que, una vez más, resulta coherente con la lógica enunciada en apartados anteriores de que es más rentable sesgar el error estadístico como desvío a subir. El mix horario resultó desfavorable con tendencia desviarse en las horas con mayor coste de desvíos ($MX > 1$). El apantallamiento de los productores consiguió reducir al 42,5% el coste de los desvíos sobre el coste sin apantallar, esto es un descuento del 57,5%. Sin embargo el fuerte apalancamiento de desvíos contrarios, 1,334 MWh de desvíos contrario de productores por cada MWh de desvíos total del sujeto en el que se apantallan, disminuye el efecto pantalla.

En la tabla siguiente se muestra el tanto por ciento de los desvíos sobre el programa y el coste de los mismos de la energía hidráulica exenta y no exenta, en las cuales se observa que los desvíos de la energía hidráulica no exenta se ajusta más teniendo un tanto por ciento muy pequeño de desvíos y por los cuales el coste es de 0,45 €/MWh, sin embargo en el caso de la energía hidráulica exenta, es decir, con coste de desvío cero, los desvíos se elevan ya que no se intentan ajustar puesto que no tiene coste, en el caso de que estos desvíos no estuvieran exentos el coste que tendrían sería más elevado que en el caso de la energía hidráulica no exenta, tomando éste un valor de 1,79 €/MWh.

Hidráulica no exenta

Desvíos/Programa	7%	€/MWh	0,46
------------------	----	-------	------

Hidráulica exenta

Desvíos/Programa	193,6%	€/MWh	1,79
		€/MWh	0

Tabla 4.1.2 Tanto por ciento de los desvíos sobre el programa de la energía hidráulica exenta y no exenta.

4.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD HIDRÁULICA

4.2.1 Predictibilidad hidráulica en el programa base de funcionamiento

En la gráfica siguiente se comprueba que la variación de los desvíos de la energía hidráulica según el horizonte de predicción no es significativa, ya que no se muestran cambios bruscos y se puede decir que todos los datos obtenidos se mueven en un rango cercano a la media, cuyo valor es 11,10%. La variación entre el valor máximo (12,04%) y el valor mínimo (10,21%) es de 1,83%, a partir del horizonte de 25 horas no se acierta más en la previsión cuanto menos horizonte se tenga puesto que los datos varían en un rango muy pequeño de valores.

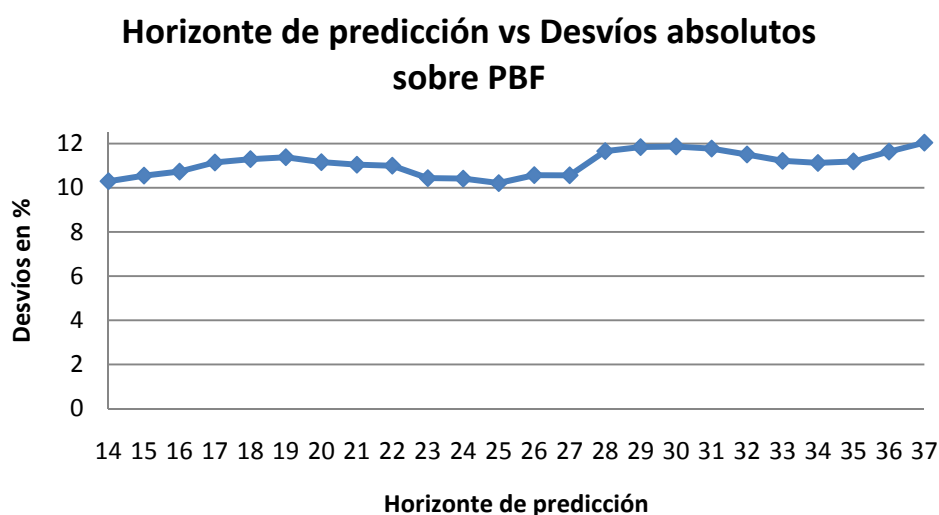


Figura 4.2.1 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.



HORA	Horas	Porcentaje
	horizonte	desvío sobre programa PBF 2008
1	14	10,292
2	15	10,548
3	16	10,733
4	17	11,144
5	18	11,295
6	19	11,380
7	20	11,159
8	21	11,043
9	22	10,998
10	23	10,435
11	24	10,415
12	25	10,212
13	26	10,570
14	27	10,562
15	28	11,657
16	29	11,841
17	30	11,865
18	31	11,771
19	32	11,504
20	33	11,218
21	34	11,122
22	35	11,194
23	36	11,636
24	37	12,039

Tabla 4.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el programa PBF.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

4.2.2 Participación hidráulica en el programa horario operativo

Seguidamente se analiza la cantidad de energía que se mueve en el mercado intradiario, para comprobar la participación de la energía hidráulica en dicho mercado y estudiar los desvíos frente a las horas del mercado.

Al igual que en el caso de la energía eólica el estudio muestra que las primeras horas en las que el cierre del mercado es de madrugada el movimiento de energía no es significativo, la causa nuevamente se puede deber a que este periodo se encuentra en horas no laborales, por lo que se deduce que en este periodo de las 9 primeras horas la energía hidráulica no participa en el mercado intradiario, sin embargo a partir de las 10 horas el crecimiento en la curva es mayor por lo que el movimiento de energía a partir de dicho momento crece y se establece dentro de un rango de valores de entre 7,6 y 9%.

La curva roja, que representa la diferencia de los desvíos absolutos sobre el PBF y los desvíos absolutos sobre el P48, muestra que en las primeras 15 horas el desvío se mantiene prácticamente constante, mientras que en las horas siguientes se ve más variación de los mismos, aunque se podría decir que no es significativa.

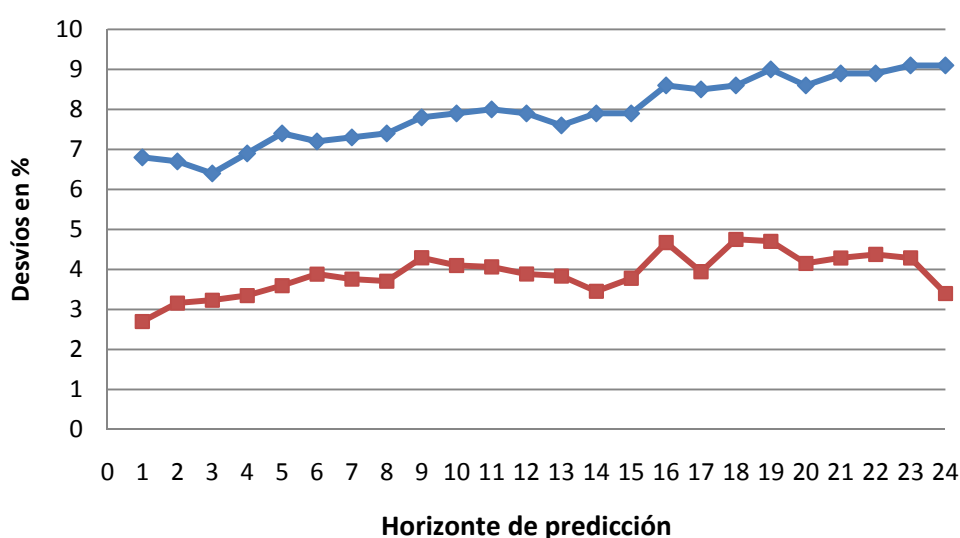


Figura 4.2.2 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario.

Azul: Porcentaje de energía horaria neta gestionada en el mercado intradiario sobre la energía en PBF

$$\frac{\sum_h |PHO_{eol} - PBF_{eol}|}{\sum PBF_{eol}}$$

Rojo: Diferencia entre los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre P48

$$\frac{\sum_h |MED - PBF_{eol}|}{\sum PBF_{eol}} - \frac{\sum_h |MED - PHO_{eol}|}{\sum PHO_{eol}}$$

En la gráfica siguiente se muestra el análisis de las curvas de tanto por ciento de desvío absoluto medio de la medida agregada sobre PBF de la energía hidráulica, ambas se mantienen prácticamente constantes entorno a la media de cada una, en el caso del tanto por ciento de

Análisis del coste de los desvíos de las energías renovables en el mercado de producción de Energía Eléctrica.



desvío absoluto medio de la medida agregada hidráulica sobre PBF hidráulico en torno a una media de 11,1% y en el caso del tanto por ciento de desvío absoluto medio de la medida agregada hidráulica sobre P48 hidráulico en torno al 7,2%.

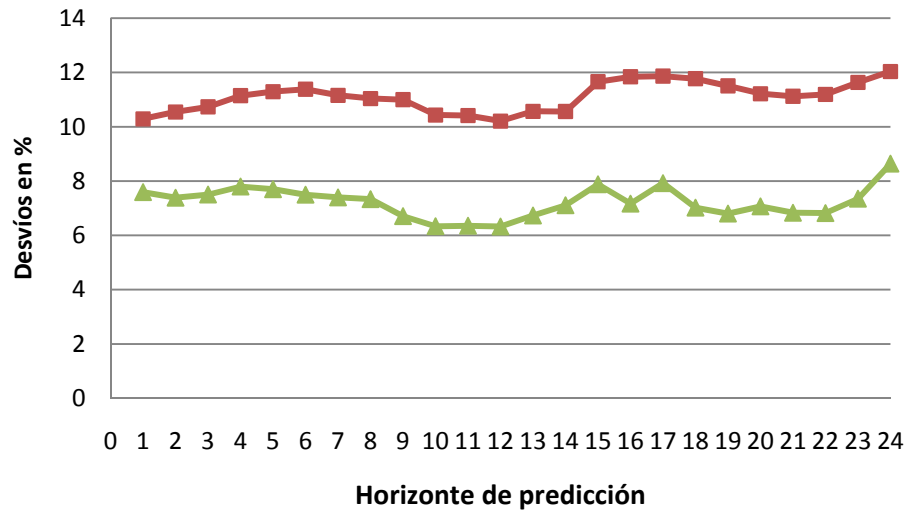


Figura 4.2.3 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.

Rojo: % desvío absoluto medio de la medida agregada hidráulica sobre PBF hidráulico

Verde: % desvío absoluto medio de la medida agregada hidráulica sobre P48 hidráulico





5. ANÁLISIS ENERGÍA BIOMASA 2008





5.1 FACTORES

La siguiente tabla presenta el coste de los desvíos de la energía biomasa en el año 2008 y el desglose de sus factores medios para todos los sujetos de liquidación de desvíos de energía biomasa:

Biomasa							
Año	CDSVP €/MWh producido	FP %	DP	DC %	FC	MX	CG €/MWh de desvío
2008	0,334	12,5	1,11	0,766	0,289	0,903	12,081

Tabla 5.1.1 Coste de los desvíos de la energía biomasa en 2008 y sus factores.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Se observa que en el año 2008, para un desvío medio del 12,5% sobre programa y un coste medio de desvíos contrarios de 12,081 €/MWh se hubiera obtenido un coste medio de desvíos de $12,081 \times 0,125 = 1,51$ €/MWh si todos los productores de energía biomasa no hubieran estado apantallados en sujetos de liquidación y si la energía biomasa hubiera tenido un comportamiento estadístico compensado, es decir, sin deriva a subir o a bajar y sin sesgo en el mix horario de desvío.

El precio finalmente obtenido de 0,334 €/MWh se debe a varios factores. Existió una ligera deriva de desvíos a bajar ($DP > 1$); el mix horario resultó favorable con tendencia a desviarse en las horas con menor coste de desvíos ($MX < 1$). El apantallamiento de los productores consiguió reducir al 28,9% el coste de los desvíos sobre el coste sin apantallar, esto es un descuento del 71,1%. Por último el débil apalancamiento de desvíos contrarios, 0,766 MWh de desvíos contrario de productores por cada MWh de desvíos total del sujeto en el que se apantallan aumenta el efecto pantalla.

En la tabla siguiente se muestra el tanto por ciento de los desvíos sobre el programa y el coste de los mismos de la energía biomasa exenta y no exenta, en las cuales se observa que los desvíos de la energía biomasa no exenta se ajusta mucho en comparación con la no exenta teniendo un tanto por ciento muy pequeño de desvíos y por los cuales el coste es de 0,33 €/MWh, sin embargo en el caso de la energía biomasa exenta, es decir, con coste 0, los desvíos se elevan ya que no se intentan ajustar puesto que no tiene coste, en el caso de que estos desvíos no estuvieran exentos el coste que tendrían sería mucho más elevado que en el caso de la energía biomasa no exenta, tomando éste un valor de 3,34 €/MWh.

Biomasa exenta

Desvíos/Programa	12,46%	€/MWh	0,33
------------------	--------	-------	------

Biomasa no exenta

Desvíos/Programa	594,33%	€/MWh	3,34
		€/MWh	0

Tabla 5.1.2 Tanto por ciento de los desvíos sobre el programa de la energía biomasa exenta y no exenta.

5.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD BIOMASA

5.2.1 Predictibilidad de biomasa en el programa base de funcionamiento

A continuación se muestra la gráfica obtenida con los datos del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre el PBF para la energía biomasa, en ella se comprueba que la variación de los desvíos se mueve en torno a una media de 13,3 y todos los datos se mantienen cercanos a dicha media, siendo la desviación típica poco significativa, aunque algo mayor en los horizontes de predicción con un número de horas menor, por lo que se podría decir que se desvía más en los periodos más cercanos a las horas de demanda real; por lo que nuevamente se confirma que no acierta más en la predicción cuanto más cerca se encuentre de la hora de demanda real.

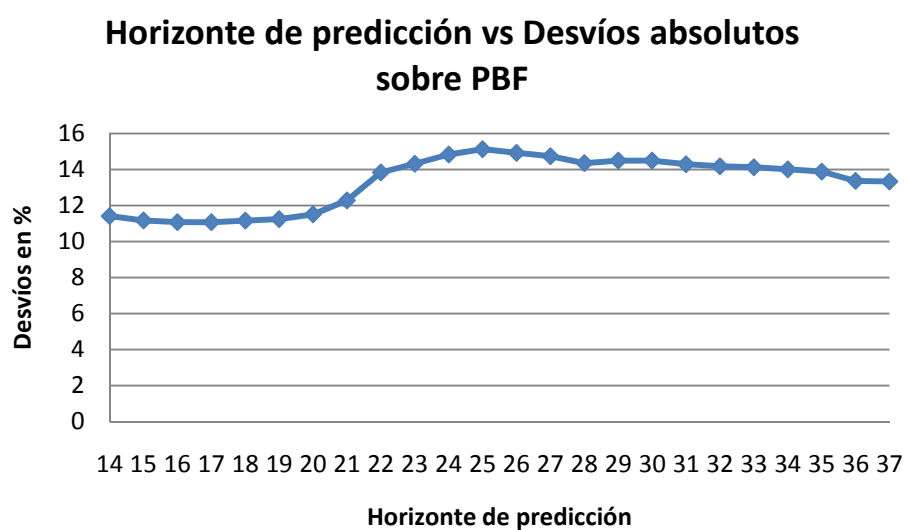


Figura 5.2.1 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.



HORA	Horas	Porcentaje desvío sobre programa PBF
	horizonte	2008
1	14	11,415
2	15	11,169
3	16	11,075
4	17	11,072
5	18	11,163
6	19	11,245
7	20	11,507
8	21	12,284
9	22	13,834
10	23	14,322
11	24	14,831
12	25	15,129
13	26	14,924
14	27	14,738
15	28	14,351
16	29	14,493
17	30	14,496
18	31	14,292
19	32	14,180
20	33	14,123
21	34	14,009
22	35	13,886
23	36	13,363
24	37	13,334

Tabla 5.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el programa PBF.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

5.2.2 Participación de biomasa en el programa horario operativo

El análisis de la cantidad de energía biomasa que se mueve en el mercado intradiario se muestra en la gráfica siguiente, en él se comprueba la participación de dicha energía en el mercado intradiario y a su vez el estudio de los desvíos frente a las horas del mercado.

Al igual que en los casos anteriores se observa que las primeras horas en las que el cierre del mercado es de madrugada no son significativas al ser horas no laborales, por lo cual en este periodo que abarca las 12 primeras horas de la gráfica se deduce que la biomasa no tiene participación en el mercado intradiario.

A partir de la hora 12, una vez terminado el crecimiento de la curva, se mantiene un poco más constante, sin embargo se observa que la variabilidad en la curva y por tanto en los desvíos es mucho mayor que en el resto de las energías estudiadas hasta el momento.

La curva roja, que representa la diferencia de los desvíos absolutos sobre el PBF y los desvíos absolutos sobre el P48, muestra, al igual que la curva de porcentaje de energía horaria neta gestionada en el mercado intradiario sobre la energía en PBF, en el primer periodo hasta el valor 12 el crecimiento de la curva y seguidamente se observan fluctuaciones en la curva, lo cual muestra que no sigue ninguna continuidad y por tanto los desvíos son más significativos.

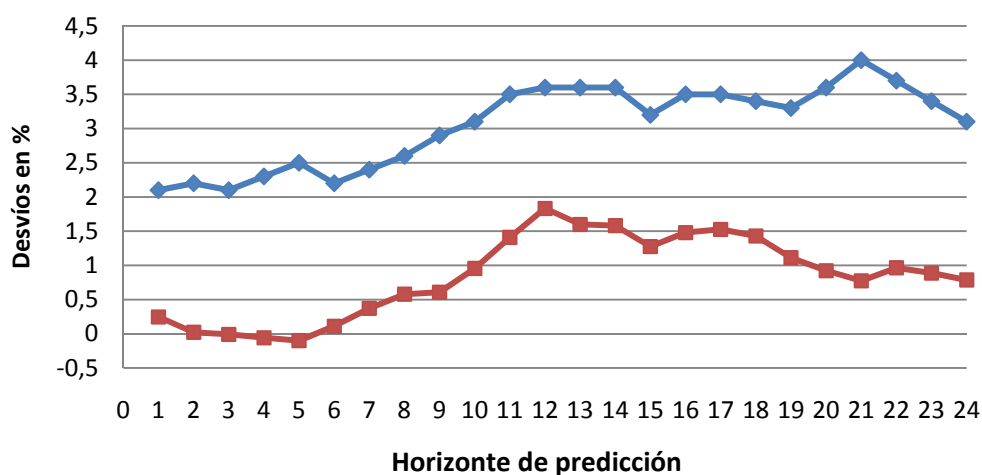


Figura 5.2.2 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario.

Azul: Porcentaje de energía horaria neta gestionada en el mercado intradiario sobre la energía en PBF

Rojo: Diferencia entre los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre P48

En el caso del tanto por ciento de desvíos absolutos sobre PBF y P48 de la energía biomasa que se analizan a continuación, se observa que ambas curvas comienzan posicionadas una sobre otra hasta alcanzar la hora 9 en la cual ambas crecen prácticamente con la misma pendiente y comienzan a separarse tomando valores mayores la curva de los desvíos absolutos sobre PBF; aunque como puede observarse las dos curvas permanecen prácticamente constantes.

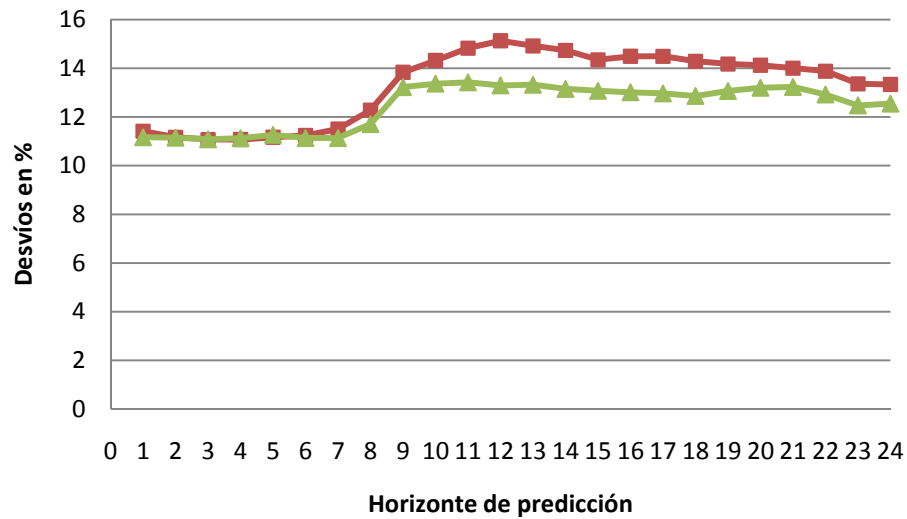


Figura 5.2.3 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.

Rojo: % desvío absoluto medio de la medida agregada de biomasa sobre PBF biomasa

Verde: % desvío absoluto medio de la medida agregada de biomasa sobre P48 biomasa





6. ANÁLISIS ENERGÍA FOTOVOLTAICA 2008





Con el Real Decreto 436/2004 se proporcionó una tarifa durante un período de tiempo concreto y suficiente para amortizar la inversión y obtener una rentabilidad razonable. Con ello comenzó a despegar el mercado nacional.

Posteriormente, el Real Decreto 661/2007, además de incorporar nuevos elementos, como el establecimiento de un fuerte aval de 500 € por kW fotovoltaico instalado o la obligación de vender la electricidad fotovoltaica en el mercado eléctrico, en lugar de vendérsela a la empresa distribuidora, mantuvo la tarifa fijada por el RD 436/2004.

La tarifa se mantuvo para consolidar la industria española y alcanzar los 400 MW fijados por el PER.

Como consecuencia, el mercado fotovoltaico español experimentó un espectacular crecimiento, del orden del 450% en 2007. Con ello se han superado los objetivos de potencia mercado por el Plan de Energías Renovables (PER) con dos años de adelanto y se ha quedado obsoleto el marco regulatorio establecido por el RD 661/2007.

El crecimiento registrado, que ha supuesto un volumen de negocio del orden de 7.800 millones de euros, sitúa a España como segundo mercado fotovoltaico del mundo, es imposible de mantener; por ello se requieren ajustes legislativos que proporcionen un crecimiento sostenible.

Estos ajustes legislativos deben girar sobre una tarifa decreciente en el tiempo para incentivar la reducción de costes y sobre el establecimiento de un marco estable a largo plazo, sin topes o cupos de potencia, asimismo las revisiones de tarifa deben realizarse en períodos temporales más cortos, anuales, que permitan ajustar la evolución del mercado.

Como se muestra en la gráfica siguiente los últimos meses del año 2008 la energía fotovoltaica tiene un crecimiento explosivo, mientras en los últimos seis meses del año 2007 los datos de producción se mantienen en torno a 50.000 MWh a partir del segundo mes del año 2008 se observa el crecimiento significativo de la producción, siendo ésta en los cuatro últimos meses del año 2008 seis veces mayor que a principios del mismo año con una producción medida próxima a 300.000 MWh.

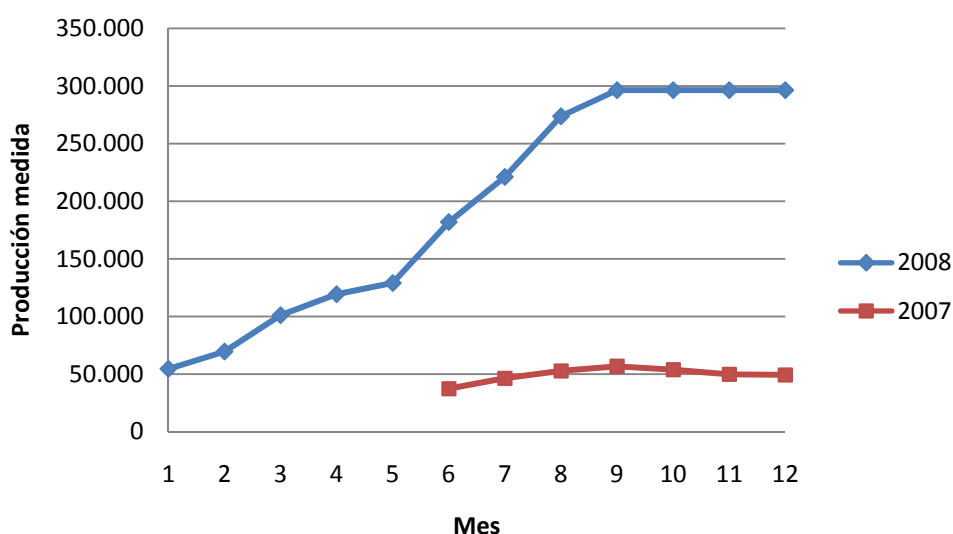


Figura 6.0.1 Producción medida fotovoltaica año 2007 y 2008.

Este crecimiento se demuestra mediante los datos de la potencia instalada en España de energía solar fotovoltaica en 2008, la cual supera siete veces el objetivo para 2010.

Los datos de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) estiman que la potencia instalada en España en diciembre de 2008 en energía solar fotovoltaica asciende a 3.354 MW. Lo que supone multiplicar por ocho el objetivo marcado para esta energía hasta 2010, que eran de 400 MW fotovoltaicos en España. Aunque el objetivo ya estaba superado desde agosto de 2007.

A cierre de 2007, los datos reflejados en la CNE sobre las instalaciones fotovoltaicas existentes son de 19.988 instalaciones; en diciembre de 2008, se estima que en España se encuentran 49.971 plantas.

El crecimiento de esta energía a lo largo del año 2009 no será tan significativo, ya que desde la derogación de la anterior normativa a finales de septiembre del año 2008 hasta diciembre sólo se instalaron 8 MW. Esto es debido a la nueva norma aprobada, ya que reduce la subvención de manera importante, de 45 €/MW a 32 €/MW para las instalaciones de suelo y 34 €/MW para las plantas colocadas sobre cubiertas.

El nuevo decreto pretende limitar la cantidad de potencia instalada cada año. Establece un cupo máximo para 2009 de 500 MW.

6.1 FACTORES

La siguiente tabla presenta el coste de los desvíos de la energía fotovoltaica en el año 2008 y el desglose de sus factores medios para todos los sujetos de liquidación de desvíos de energía fotovoltaica sin incluir la exención de coste de desvíos:

Fotovoltaica							
Año	CDSVP €/MWh producido	FP %	DP	DC %	FC	MX	CG €/MWh de desvío
2008	3,603	1,056	0,516	0,596	0,669	1,366	12,141

Tabla 6.1.1 Coste de los desvíos de la energía fotovoltaica en 2008 y sus factores.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]

Puede observarse en 2008 que para un desvío medio del 1,056% sobre programa y un coste medio de desvíos contrarios de 12,141 €/MWh se hubiera obtenido un coste medio de desvíos de $12,141 \times 0,01056 = 0,13$ €/MWh si todos los productores de energía eólica no hubieran estado apantallados en sujetos de liquidación y si la energía fotovoltaica hubiera tenido un comportamiento estadístico compensado, es decir, sin deriva a subir o a bajar y sin sesgo en el mix horario de desvío.



El precio finalmente obtenido de 3,603 €/MWh se debe a varios factores. Existió una significativa deriva a desvíos a subir ($DP < 1$) lo que resulta coherente ya que la energía fotovoltaica es muy nueva y aún no está lo suficientemente madura para ajustar dichos desvíos. El mix horario resultó desfavorable con tendencia a desviarse en las horas con mayor coste de desvíos ($MX > 1$) lo que resulta coherente ya que las horas de radiación solar son las horas laborales del día que son las que tienen mayor coste de desvío. El apantallamiento de los productores consiguió reducir al 66,9% el coste de los desvíos sobre el coste sin apantallar, eso implica un descuento del 33,1%. Sin embargo el débil apalancamiento de desvíos contrarios, 0,596 de desvío contrario de productores por cada MWh de desvío total del sujeto en el que se apantallan aumenta el efecto pantalla.

Las siguientes gráficas muestran la evolución mensual del año 2008 de la producción medida y el programa, en el caso de la energía fotovoltaica no exenta se puede comprobar que la producción medida es prácticamente el doble de la curva de programa, lo que nos muestra el valor de la deriva a desvíos a subir de 0,596. El descenso a partir del cuarto mes se debe a que a partir de dicha fecha se comienza a separar la energía fotovoltaica exenta de la no exenta, lo cual implica que las curvas en el caso de la separación de la exención son más estables.

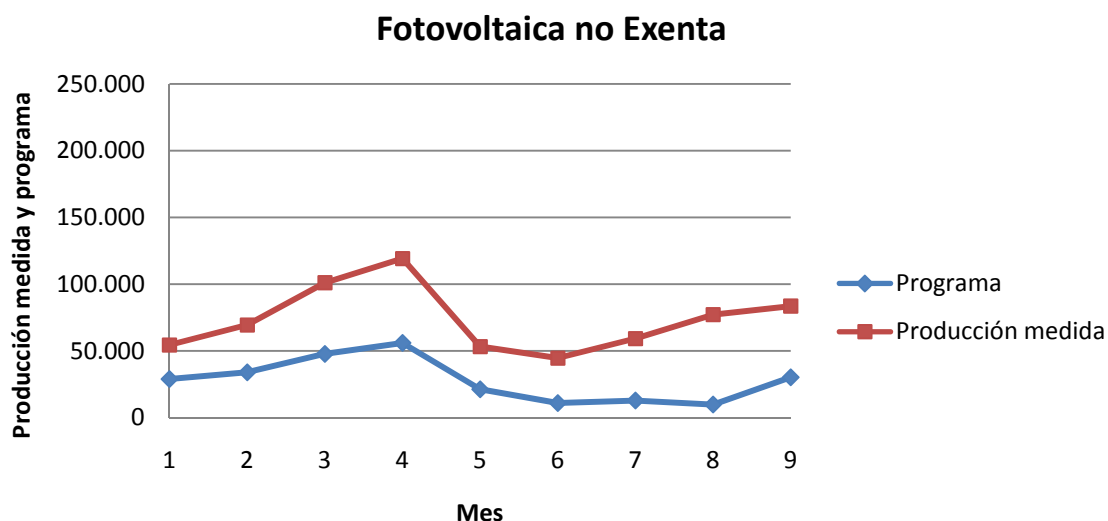


Figura 6.1.1 Producción medida y programa de energía fotovoltaica no exenta en los nueve primeros meses del año 2008.

En el caso de la energía fotovoltaica exenta se muestra que a partir del mes de abril de 2008, ya que hasta entonces no había separación entre exenta y no exenta, el crecimiento de esta energía es muy grande.

La causa de este aumento de energía fotovoltaica exenta se debe a que los huertos solares de gran tamaño están exentos del coste de los desvíos, aunque generan un valor muy grande de MW en conjunto, se considera formado por varias instalaciones de menos de 0,5 MW, por lo que pertenecen a este grupo de energía fotovoltaica exenta.

Analizando los datos de producción medida de la energía fotovoltaica exenta y la producción medida de la energía fotovoltaica no exenta, se comprueba, como se cita

anteriormente, que la mayoría de la energía fotovoltaica es exenta (instalaciones menores de 15 kW), siendo el 60,93% de la energía fotovoltaica exenta, frente al 39,07% de la energía fotovoltaica no exenta; donde la producción medida de la energía fotovoltaica exenta para el año 2008 es de 1.423.553,122 MWh, y la producción medida de la energía fotovoltaica no exenta para el año 2008 es de 912.938,18 MWh.

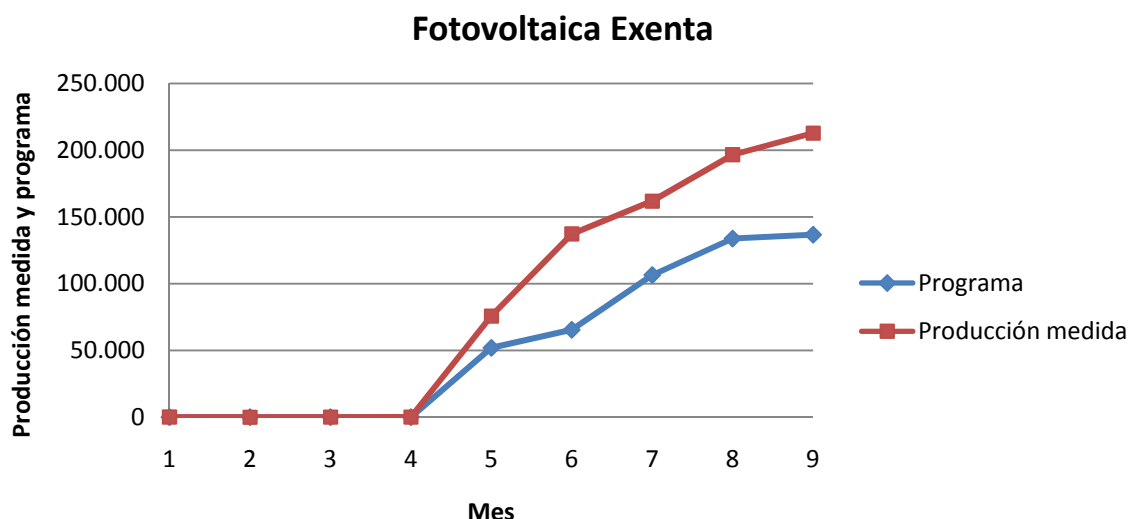


Figura 6.1.2 Producción medida y programa de energía fotovoltaica exenta en los nueve primeros meses del año 2008.

Seguidamente se muestra el tanto por ciento de los desvíos sobre el programa y el coste de los mismos de la energía fotovoltaica exenta y no exenta, en las cuales se observa que los desvíos de la energía fotovoltaica son muy elevados tanto en el caso de la exenta como en el caso de la no exenta, siendo este último más del doble que en el caso de la no exenta, esto se debe a que, además de ser una energía nueva y en proceso de evolución y estudio, la tarifa regulada que se obtiene por MWh de energía fotovoltaica es muy elevada, con un valor de 470,181 €/MWh, por lo que el coste de los desvíos, con valor 3,47 €/MWh en el caso de la energía fotovoltaica no exenta y de 3,71 €/MWh en el caso de la energía fotovoltaica exenta, no es significativo frente a lo obtenido de esta tarifa y por eso no es de mayor importancia el ajuste de los desvíos al programa.



Fotovoltaica no exenta

Desvíos/Programa	165%	€/MWh	3,47
------------------	------	-------	------

Fotovoltaica exenta

Desvíos/Programa	82%	€/MWh	3,71
		€/MWh	0

Tabla 6.1.2 Tanto por ciento de los desvíos sobre el programa de la energía fotovoltaica exenta y no exenta.

6.2 FACTOR PREDICTIBILIDAD FOTOVOLTAICA

6.2.1 Predictibilidad fotovoltaica en el programa base de funcionamiento

La gráfica siguiente muestra el horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre el PBF obtenida con los datos de energía fotovoltaica de los nueve primeros meses del año 2008, ya que es una energía nueva y sólo se dispone de cierre de medidas de estos meses.

En este caso se analiza únicamente el periodo horario que va desde las 8 de la mañana hasta las 9 de la noche, puesto que es la franja horaria con radiación solar, sin embargo se tienen datos del resto del día, los cuales no se van a analizar porque se deben a errores de predicción y a errores en los análisis estadísticos de las medidas tomadas en horas de sol pero abarcando las 24 horas del día.

De igual manera se observa en la gráfica realizada que los desvíos de la energía fotovoltaica son muy importantes, tomando valores muy altos y creciendo cuanto mayor es el horizonte de predicción.

Todo esto puede deberse a que la energía fotovoltaica es una energía nueva, teniéndose sólo valores de los nueve primeros meses y por lo tanto los métodos y análisis de medida y predicción están aún en desarrollo e investigación.

Horizonte de predicción vs Desvíos absolutos sobre PBF

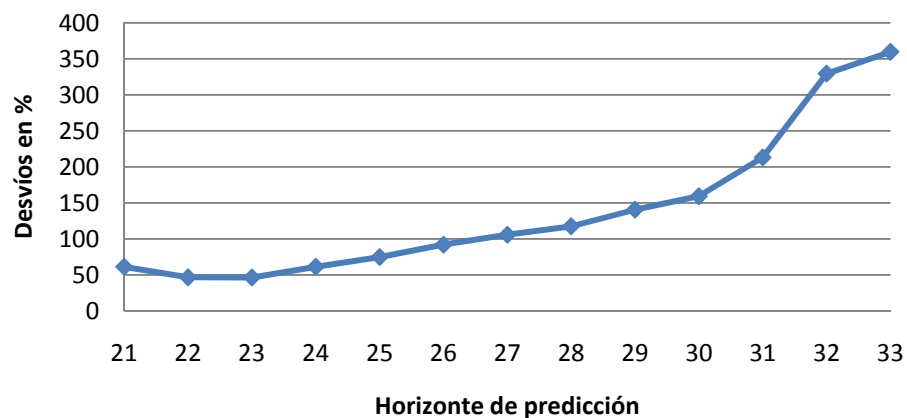


Figura 6.2.1 Gráfica del horizonte de predicción frente a los desvíos absolutos sobre PBF.

Horas		Porcentaje desvío sobre programa PBF
HORA	horizonte	2008
8	21	61,332
9	22	46,731
10	23	46,435
11	24	61,260
12	25	74,846
13	26	92,029
14	27	105,833
15	28	117,515
16	29	140,608
17	30	159,353
18	31	213,147
19	32	329,430
20	33	359,701

Tabla 6.2.1 Tabla de valores del porcentaje medio de desvío sobre el programa PBF.

Fuente: Departamento de liquidaciones de Red Eléctrica de España [14]



6.2.2 Participación fotovoltaica en el programa horario operativo

En la gráfica siguiente se analiza la cantidad de energía que se mueve en el mercado intradiario, para comprobar la participación de la energía fotovoltaica en dicho mercado y estudiar los desvíos frente a las horas del mercado.

Se comprueba mediante la curva azul que la participación en el mercado de esta energía es pequeña, como se explica en el apartado anterior esta energía es nueva y por lo tanto aún está en proceso de expansión por lo que su participación en este mercado es prácticamente nula ya que la mayor parte de las instalaciones fotovoltaicas se acogen a la opción de tarifa y no participan en el mercado eléctrico.

La curva roja que representa la diferencia de los desvíos absolutos sobre el PBF y los desvíos absolutos sobre el P48 muestra que los desvíos hasta la hora 18 son muy pequeños y a partir de esta hora se disparan tomando valores muy elevados.

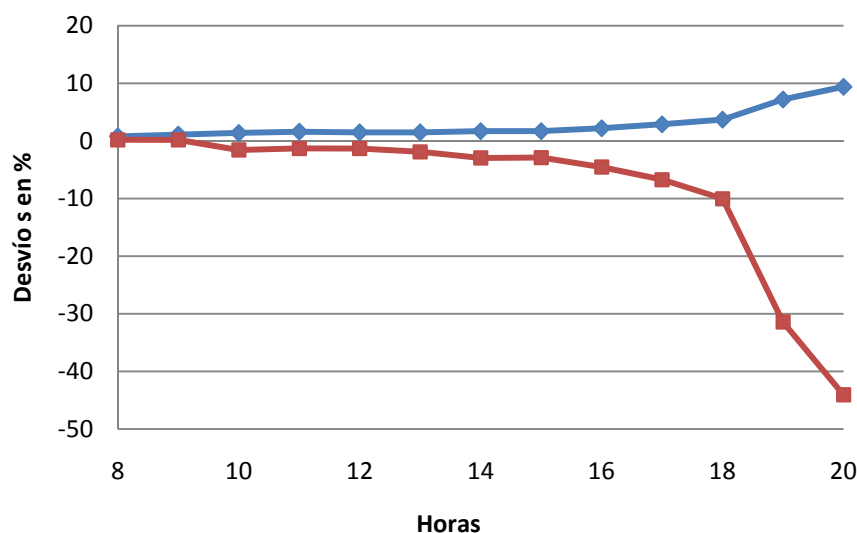


Figura 6.2.2 Gráfica de la cantidad de energía movida en el mercado intradiario.

Azul: Porcentaje de energía horaria neta gestionada en el mercado intradiario sobre la energía en PBF

Rojo: Diferencia entre los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre P48

El análisis de los desvíos que se producen entre el mercado diario y el mercado intradiario se muestra seguidamente mediante la comparación de los datos de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.

En este análisis se puede comprobar que ambas curvas se posicionan una sobre otra prácticamente en la totalidad de las horas, exceptuando el final del análisis a partir de la hora 19 en la que la curva del tanto por ciento de los desvíos absolutos sobre el P48 toma valores mayores.

Ambas curvas crecen de manera muy rápida tomando valores muy elevados, por lo que se demuestra que la energía fotovoltaica es la energía con mayores desvíos de todas las energías analizadas en este documento.

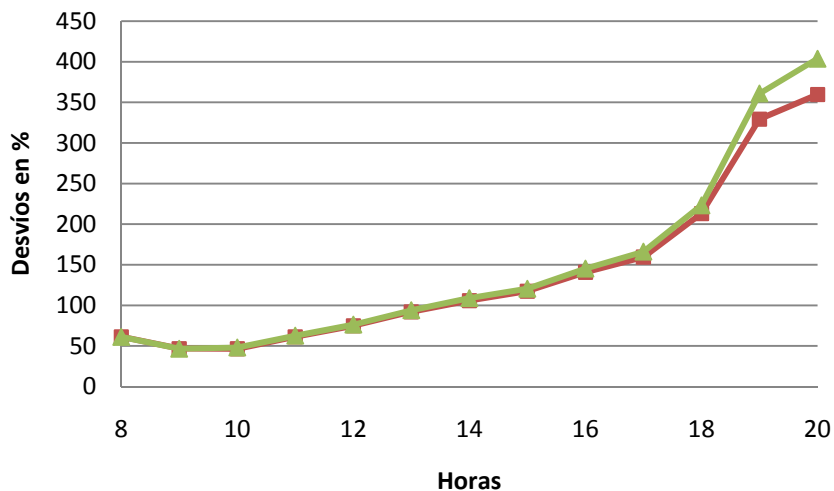


Figura 6.2.3 Gráfica de los desvíos absolutos sobre PBF y los desvíos absolutos sobre el P48.

Rojo: % desvío absoluto medio de la medida agregada fotovoltaica sobre PBF fotovoltaico

Verde: % desvío absoluto medio de la medida agregada fotovoltaica sobre P48 fotovoltaico



7. CONCLUSIONES





A través de los valores obtenidos en los capítulos anteriores y del análisis de cada uno de los apartados de este documento, se pueden obtener las siguientes conclusiones.

En primer lugar y teniendo en cuenta que el objetivo del proyecto es la identificación y análisis de los factores que determinan la pérdida de ingresos de los productores de energía eléctrica de origen renovable por el coste de los desvíos entre la producción real y la producción vendida y programada en el mercado, se exponen las conclusiones en función de cada una de las energías renovables estudiadas.

Mediante los estudios realizados para la energía eólica en el mercado diario o PBF y el mercado intradiario o P48, se deduce que la proximidad al cierre del mercado intradiario de una hora respecto al inicio de esa hora, actualmente entre 2 y 6 horas, no tiene influencia en la mejora de la previsión, por lo que se afirma que un mayor número de sesiones del mercado intradiario no haría que la previsión de energía eólica pueda ser más exacta.

La variación en la precisión según el horizonte de predicción es prácticamente nula según se ha confirmado a lo largo de este estudio, y no se acierta más en la previsión cuanto menos horizonte se tenga, es decir, cuanto más próximo se esté de la hora de demanda real, para el caso del programa final operativo, es decir, una vez realizado el PBF, las restricciones del mismo, los ajustes en el mercado intradiario y las restricciones técnicas en tiempo real.

Por otra parte, mediante el análisis de los factores que influyen en el coste de los desvíos de la energía eólica se ha observado que esta energía tiene una ligera deriva a desviarse a subir, lo que nos muestra una coherencia con otra conclusión obtenida, ya que se ha deducido que es más rentable sesgar el error estadístico como desvío a subir.

A su vez, otro de los factores, como es el mix horario, nos muestra en esta energía que tiene una tendencia a desviarse en las horas donde el coste de los desvíos tiene un valor mayor, **por lo que los propios desvíos eólicos inducen mayores costes de desvíos en las horas donde los desvíos de la energía eólica son más frecuentes.**

Otro de los factores analizados es el fuerte apalancamiento de desvíos contrarios que tiene esta energía que hace que disminuya el efecto pantalla.

Una de las conclusiones más significativas que se han deducido en este documento, para todas las energías renovables, es el beneficio que se obtiene escogiendo la opción de participación en el mercado, frente a la opción de tarifa, y dentro de estas opciones, una vez participando en el mercado, el beneficio será mayor si las unidades de programación eligen participar mediante un sujeto de liquidación frente a participar como una única unidad de programación; para ello se han analizado ambas liquidaciones, la liquidación consolidada del sujeto de mercado y la liquidación de la unidad de programación, y se ha expuesto un caso práctico en el anexo donde se observa el ahorro dependiendo de la modalidad de participación escogida.

En el caso del estudio de los factores del coste de los desvíos de la energía hidráulica se ha observado que la deriva de esta energía es a subir y su mix horario nos muestra que es desfavorable produciendo así una tendencia a desviarse en las horas con mayor coste de desvíos.

Su fuerte apalancamiento de desvíos contrario provoca una disminución en el efecto pantalla.

Al igual que en el caso de la energía eólica, su participación en el mercado intradiario no mejora su ajuste de los desvíos en la hora de la demanda real, por lo que de la misma manera en esta energía cuanto más cerca se está de la hora de demanda real no produce una mejora de sus desvíos.

Para el caso de la energía biomasa los factores del coste de los desvíos analizados nos muestran el caso contrario; en esta energía su deriva de desvíos es a bajar y su mix horario resulta favorable, dando éste una tendencia a desviarse en las horas con menor coste de desvíos; sin embargo el apalancamiento de desvíos contrarios de esta energía es débil, lo que provoca un aumento en el efecto pantalla, por lo que el valor del coste general de los desvíos es aproximadamente el mismo para los tres casos ya que se compensan los factores de los que depende, energía eólica, energía hidráulica y biomasa.

Por último se tiene el caso de la energía fotovoltaica, de la cual se dispone de un menor número de datos al estar en proceso de evolución, por lo que no son tan fiables como los del resto de las energías.

Sus factores del coste de desvío muestran que tiene una deriva de desvíos a subir, lo que resulta coherente ya que al ser una energía muy nueva y no estar lo suficientemente madura en el ámbito del mercado eléctrico no se ajustan los desvíos que producen.

Su mix horario muestra que, al igual que las dos primeras energías mencionadas, tiene una tendencia a desviarse en las horas con mayor coste de desvíos, igualmente resulta coherente a que las horas de radicación solar son las horas laborales del día y éstas son las que mayor coste de desvíos tienen.

El apalancamiento de sus desvíos contrarios ha mostrado que tiene un efecto pantalla elevado, por lo que se compensa el coste general del desvío de la energía fotovoltaica.

Con las observaciones expuestas hasta ahora se muestra que la compensación entre los factores de los desvíos hace que el coste general del mismo se reduzca y como consecuencia facilita la integración de las energías renovables en el mercado de la energía eléctrica, lo cual era uno de los objetivos del proyecto.



8. DESARROLLOS FUTUROS





Investigar las causas por las cuales los sistemas de predicción en el muy corto plazo, de 2 a 6 horas, no mejoran conforme se acorta el plazo. Un sistema óptimo de predicción en ese horizonte permitiría reducir el coste de los desvíos si garantizaran una mejora significativa de la predicción respecto a la realizada a 24 horas vista en el mercado diario, mejora que actualmente es muy baja considerando la diferencia tan grande entre los horizontes de predicción del mercado diario y del mercado intradiario.

Investigar si los sistemas de predicción eólica en plazos inferiores a dos horas garantizan una mejora significativa que justifique retrasar el cierre de la última sesión del mercado intradiario de una hora para situarlo por debajo de las dos horas antes del inicio de la hora.

Investigar en la mejora de la predicción con regímenes de vientos bajos o medios ya que en ese rango se concentra el mayor volumen de desvíos y la mayor parte del coste de los desvíos.

Investigar en sistemas de previsión de energía fotovoltaica orientados a la participación en el mercado ya que actualmente no se aplica ninguno o su eficacia es nula. Estos sistemas evitarían las elevadas pérdidas que soportarán los productores fotovoltaicos una vez finalizado el periodo transitorio de exención del coste de los desvíos, el 31 de octubre de 2009.

Investigar en sistemas de previsión de energía termosolar orientados a la participación en el mercado ya que, con las plantas actualmente en construcción, se prevé que en el año 2010 esta energía tendrá una producción significativa en el mercado y un riesgo de elevados costes de desvíos si no se dispone de sistemas eficientes.

Investigar en sistemas de previsión de energía hidráulica fluyente orientados a la participación en el mercado ya que la tasa actual de desvíos es demasiado alta para un recurso con poca incertidumbre en el corto plazo.

Investigar en los modelos de consolidación de desvíos en los mercados europeos basados en la figura del *Balance Responsible Party*, que no existe en el mercado español, y su potencial para reducir el coste de los desvíos renovables.





9. BIBLIOGRAFÍA





WEB

- Red Eléctrica de España (REE) [1]
www.ree.es [Última consulta Junio 2009]
- Sistema de Información del Operador del Sistema, de Red Eléctrica (REE) [2]
www.esios.ree.es [Última consulta Junio 2009]
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (OMEL) [3]
www.omel.es [Última consulta Junio 2009]
- Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) [4]
www.asif.org [Última consulta Junio 2009]
- Energías Renovables [5]
www.energias-renovables.com [Última consulta Junio 2009]
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [6]
www.idae.es [Última consulta Junio 2009]
- Comisión Nacional de Energía [7]
www.cne.es [Última consulta Junio 2009]
- Asociación Española para la promoción de la Industria Energética Termosolar [8]
www.protermosolar.org [Última consulta Junio 2009]
- Portal de Energía Solar [9]
www.solarweb.net [Última consulta Junio 2009]
- Asociación Empresarial Eólica. Spanish Wind Energy Association [10]
www.aeeolica.es [Última consulta Junio 2009]
- The European Wind Energy Association [11]
www.ewea.org [Última consulta Junio 2009]
- Danish Wind Industry Association [12]
www.windpower.org [Última consulta Junio 2009]
- Asociación de productores de energías renovables..... [13]
www.appa.es [Última consulta Junio 2009]
- Asociación Española de Cogeneración [14]
www.acogen.org [Última consulta Junio 2009]



LIBROS Y DOCUMENTACIÓN

- Boletín Oficial Español (BOE) [15]
- Documentación del departamento de Liquidaciones de Red Eléctrica de España (REE)..... [16]
- Estudio sobre predicción Eólica en la Unión Europea (ANEMOS-2008)..... [17]
- Tecnología de las energías renovables. Autor: José María Fernández Salgado. Año 2009[18]
- Energías renovables: fundamentos, tecnologías y aplicaciones. Autor Antonio Madrid Vicente. Año 2009 [19]
- Energías del siglo XXI. De las energías fósiles a las alternativas. Autor: Gregorio Gil García. Año 2008 [20]
- Sistemas solares fotovoltaicos. Fundamentos, tecnologías y aplicaciones. Autor: Javier Martín Jiménez. Año 2008..... [21]
- Aerogeneradores. Autor: Antonio Creus Solé. Año 2008..... [22]
- Energía solar fotovoltaica. Autor: Carlos Tobajas Vázquez. Año 2008..... [23]
- Manual de energía eólica. Autor: José M^a Escudero López. Año 2008..... [24]
- Energías renovables en España: anuario de proyectos. Autor: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. División de Energías Renovables. Año 2008..... [25]
- Observatorio eólica 2009. Asociación Empresarial Eólica..... [26]
- Ejercicio de predicción. Septiembre 2006. Asociación Empresarial Eólica [27]



ANEXO I:





OPCIONES DE VENTA DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación.

El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento.

El Real Decreto 661/2007 sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En este último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Igualmente, durante el año 2008 se iniciará la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el periodo 2011-2020. Los nuevos objetivos que se

establezcan se consideraran en la revisión del régimen retributivo prevista para finales de 2010.

Para el caso particular de la energía eólica, con el objeto de optimizar su penetración en el sistema eléctrico peninsular, además se inicia en 2007 un estudio del potencial eólico evacuable a la red, cuyos resultados se tendrán en cuenta en la planificación futura de infraestructuras eléctricas para el periodo 2007-2016.

Además, se prevé que ciertas instalaciones de tecnologías asimilables al régimen especial pero que por lo elevado de su potencia deban estar incluidas en el régimen ordinario, o bien, instalaciones térmicas convencionales que utilicen biomasa o biogás, puedan percibir una prima o un complemento, para fomentar su implantación, por su contribución a los objetivos del régimen especial.

Por otro lado, se introducen sendas disposiciones adicionales relativas a los mecanismos de reparto de gastos y costes y la estimación de los costes de conexión para las instalaciones del régimen especial, necesarias para la incorporación al derecho español el contenido de los artículos 7.4 y 7.5 de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Con este real decreto se pretende que en el año 2010 se alcance el objetivo indicativo nacional incluido en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, de manera que al menos el 29,4 por ciento del consumo bruto de electricidad en 2010 provenga de fuentes de energía renovables.

Las opciones de venta de energía se recogen en el artículo IV del BOE 661/2007, donde se exponen los siguientes artículos en relación a las mismas:

Artículo 24. Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial son:

1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este Real Decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

a. Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

b. Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio-hora.

2. En ambos casos, el titular de la instalación deberá observar las normas contenidas en la sección II de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico.



3. De acuerdo con el artículo 17.d, el titular de una instalación de régimen especial podrá además, vender parte de su energía a través de una línea directa, sin que a esta energía le sea de aplicación el régimen económico regulado en este Real Decreto.

4. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este Real Decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

Artículo 25. Tarifa regulada.

La tarifa regulada a que se refiere el artículo 24.1.a consiste en una cantidad fija, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente Real Decreto.

Artículo 26. Discriminación horaria.

1. Las instalaciones de la categoría a y los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido la opción a del artículo 24.1, podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos siguiente:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

2. La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

3. El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción.

Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. El acogimiento al régimen de discriminación horaria regulado en el presente artículo, podrá realizarse, conjuntamente con la elección de venta regulada en el artículo 24.4 del presente Real Decreto. En caso de no realizarse de forma conjunta, el titular de la instalación no podrá cambiar a la opción de venta del artículo 24.1.b, en tanto en cuanto no haya permanecido acogido al citado régimen de discriminación horaria durante al menos un año.

Artículo 27. Prima.

1. La prima a que se refiere el artículo 24.1.b consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

2. Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b, se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia. Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b del artículo 24.1, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.

ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.

iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.



iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

3. La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente Real Decreto.

Artículo 28. Complemento por Eficiencia.

1. Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible según se recoge en el anexo I de este Real Decreto, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 \times (1/\text{REEmínimo} - 1/\text{REEi}) \times \text{Cmp}$$

REEmínimo: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido que aparece en la tabla del anexo I.

REEi: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado y calculado según el anexo I.

Cmp: coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWhPCS) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

2. Este complemento por mayor eficiencia será retribuido a la instalación independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1 del presente Real Decreto.

Artículo 29. Complemento por energía reactiva.

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente. Dicho porcentaje, se establece en el anexo V del presente Real Decreto.

2. Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW podrán recibir instrucciones del operador del sistema para la modificación temporal del valor mantenido. En caso de cumplimiento de estas instrucciones, se aplicará la máxima bonificación contemplada en el anexo V para el periodo en que se encuentre y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará el máximo coste contemplado en el mismo anexo para dicho periodo.

El operador del sistema podrá incorporar en dichas instrucciones las propuestas recibidas de los gestores de la red de distribución, y podrá delegar en éstos la transmisión de instrucciones a los generadores conectados a sus redes.

3. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado, según el artículo 24.1.b, y cumplan los requisitos para ser proveedor del servicio de control de tensiones de la red de transporte, podrán renunciar al complemento por energía reactiva establecido en este artículo, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Artículo 30. Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos.

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a del artículo 24.1 liquidarán con la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, a la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este Real Decreto.

2. Las instalaciones que hayan elegido la opción b del artículo 24.1 recibirán de la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente a las primas y complementos que le sean de aplicación.

3. Los pagos correspondientes a los conceptos establecidos en los párrafos 1 y 2 anteriores podrán ser gestionados, a través de un tercero previa autorización por parte de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que deberá ser independiente de las actividades de generación y distribución y ser designado conforme a la legislación de contratos de las Administraciones Públicas.

4. Los importes correspondientes a estos conceptos se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.



ANEXO II:

Glosario y normativa





GLOSARIO

➤ **Baldita.** Es la Base para la liquidación de la diferencia con la tarifa y puede comprobarse que es igual a la suma de las liquidaciones del operador del mercado y del operador del sistema descontando el coste de los desvíos para que este coste no sea compensado por la tarifa y recaiga sobre el titular de la instalación.

➤ **Banda de regulación.** Es la banda de potencia que el sistema dispone para la regulación, con el objeto de mantener el equilibrio generación-demanda corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados.

➤ **Banda de regulación secundaria y regulación secundaria.** La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en la interconexión España- Francia, y las desviaciones de la frecuencia. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).

➤ **Contratos bilaterales.** Contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor directo en mercado o un comercializador y un productor u otro comercializador, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad de energía a un precio acordado entre ambos.

➤ **Coste desvío (CDSV).** Es la pérdida de ingresos, en euros, originada por la liquidación de los cobros y pagos de desvíos tomando como referencia lo que se hubiera cobrado al mercado diario o lo que se ha pagado por encima del precio del mercado diario.

➤ **Coste desvío unitario (CDSVU).** Es el coste de desvíos, €/MWh de desvío, por cada MWh de desvío.

➤ **Coste desvío producido (CDSVP).** Es la repercusión del coste de los desvíos por MWh producido, en €/MWh producido.

➤ **Desvíos a bajar (DSVB).** Los desvíos medidos a bajar son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es menor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es mayor que el programado en el mercado, por lo

tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia aumentando producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

➤ **Desvíos a subir (DSVS).** Los desvíos medidos a subir son aquellos que resultan cuando la producción medida en barras de central es mayor a la programada en el mercado o cuando el consumo medido en barras de central es menor que el programado en el mercado, por lo tanto el sistema tiene que gestionar esa diferencia reduciendo producción a través de los mercados de ajuste en tiempo real.

➤ **Desvíos medidos.** Diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado.

➤ **Desvíos de regulación entre sistemas.** Son los desvíos que se producen entre dos sistemas eléctricos como diferencia entre los intercambios internacionales físicos medidos y los programados y los intercambios internacionales programados.

➤ **Desvíos de generación-consumo.** Son los desvíos originados por las modificaciones del programa de generación a causa de la indisponibilidad total o parcial de uno o varios generadores, variaciones en la previsión de la demanda de los agentes compradores de energía, o por una nueva previsión de la demanda realizada por el OS y que difiera de la demanda total casada resultante en el mercado de producción.

➤ **Energías renovables (ER).** Son aquellas obtenidas de los recursos naturales, tanto industriales como urbanos. Incluyen la mini-hidráulica, solar, eólica, residuos sólidos industriales y urbanos, y biomasa.

➤ **Gestión de desvíos.** El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión y por otra parte, que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.

➤ **Horizonte diario.** Espacio límite de 24 horas para el que se elaboran las distintas programaciones horarias. Existe también el horizonte semanal, que contempla los siete días siguientes y el horizonte anual móvil, que considera los próximos 12 meses, con un desglose semanal.



➤ **Market splitting o separación de mercados.** Mecanismo de gestión de la capacidad de intercambio entre dos o más sistemas eléctricos que se desarrolla de forma simultánea con el mercado ibérico de producción y que utiliza con criterios de eficiencia económica la capacidad vacante entre los sistemas eléctricos. En caso de congestión entre los sistemas, el mercado separa en zonas de precio diferente. En caso contrario existe un precio único para el mercado en su totalidad.

➤ **Mercado de electricidad.** Es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.

➤ **Mercado diario.** Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. A su vez, es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones de las energías renovables. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los comercializadores registrados como vendedores. La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores registrados como compradores. El resultado garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sistemas eléctricos externos considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales.

➤ **Mercado intradiario.** Es un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores, que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores en el mercado diario, para poder acudir al mercado intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico. En el caso de los productores deben haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico, o haber estado indisponible para su participación en el mercado diario y haber quedado disponible posteriormente.

Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario.

➤ **Mercados de operación.** Tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Estos mercados son gestionados por Red Eléctrica, como responsable de la operación del sistema.

➤ **Mercado secundario de capacidad.** Mecanismo que permite la transferencia y reventa, por parte de un sujeto, de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas anuales y mensuales o por medio de transferencias.

➤ **Operador del Sistema (OS).** Red Eléctrica de España (REE); lleva a cabo las actividades del proceso de liquidación del Mercado de Producción conforme a la normativa vigente y a lo establecido en los procedimientos de operación, en particular: PO 14.1, PO 14.2, PO 14.4, PO 14.6, PO 14.8.

➤ **Operador del Mercado (OM).** OMEL. Organismo encargado de gestionar el mercado organizado diario e intradiario del Sistema Eléctrico que integran España y Portugal.

➤ **Pago por capacidad.** Pago regulado que se incluye en el precio de la demanda peninsular para garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.

➤ **Potencia instalada.** Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un período determinado de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

➤ **Potencia neta.** Potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.

➤ **Programa base de funcionamiento (PBF).** Es el resultado de agregar al programa base de casación, programa resultante del mercado diario y los contratos bilaterales ejecutados. Asimismo contiene el desglose de las producciones previstas por los grupos generadores. Este desglose es necesario como paso previo a la realización del análisis de seguridad del PBF.

➤ **Precio.** Valor horario de equilibrio generación/demanda resultado de una sesión de mercado.



➤ **Precio General de desvío a subir (PGDSVS).** Es el precio de liquidación del desvío consolidado de la producción o demanda de un sujeto de liquidación cuando su desvío es a subir.

➤ **Precio General de desvío a bajar (PGDSVB).** Es el precio de liquidación del desvío consolidado de la producción o demanda de un sujeto de liquidación cuando su desvío es a bajar.

➤ **Precio Mercado Diario (PMD).** Precio de la última oferta de venta que ha sido necesario asignar para cubrir la demanda en una convocatoria de mercado. Este precio es el que cobran todos los vendedores y el que pagan todos los compradores que participan en dicha convocatoria.

➤ **Precio Mercado Intradiario (PMI).** Regulado en el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997 como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo. Estructurado en seis sesiones.

➤ **Programa.** Resultado de los compromisos adquiridos y de los desvíos anunciados de las unidades oferentes.

➤ **Programaciones Horarias.** Cronológicamente, éstas son las distintas previsiones de demanda en el horizonte diario.

- **Programa diario de casación (PBC):** Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el Operador del Mercado en base a la casación de ofertas de generación y demanda recibidas de los agentes del mercado. Este programa incluye, igualmente, de forma individualizada, la energía programada exceptuada de la obligación de presentar ofertas al mercado diario.
- **Programa base de funcionamiento (PBF).** Es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa publicado a las 12:00, es establecido por los operadores del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por el

Operador del Mercado (OMEL), y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales.

- **Programa diario viable provisional (PVP):** Es el programa diario, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PBF para resolver las restricciones técnicas.
- **Programa diario viable definitivo (PVD):** Es el programa diario PVP, con desglose horario, en el que se han incluido las asignaciones efectuadas de reserva de regulación secundaria.
- **Programa horario final (PHF):** Es la programación establecida por el OM a partir de la casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de los sucesivos mercados intradiarios.
- **Programa horario operativo (PHO):** Es el programa operativo que el OS establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación y que se publica 15 minutos antes de cada cambio de hora.

➤ **Régimen especial.** Producción de energía eléctrica acogida a un régimen económico singular, procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a los 50 MW cuya generación proceda bien de la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, bien de grupos que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o de los que utilicen como energía primaria residuos no renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

➤ **Régimen ordinario.** Producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

➤ **Regulación secundaria.** Servicio complementario que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones involuntarias, que se producen en la operación en tiempo real, del intercambio con el sistema europeo o de las desviaciones de la frecuencia del sistema respecto de los valores programados. Su horizonte temporal de



actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Se retribuye por dos conceptos: banda de regulación y energía de regulación secundaria.

➤ **Regulación terciaria.** La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas.

➤ **Restricciones en tiempo real.** Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.

➤ **Restricción.** Cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad definidas en el procedimiento de operación P.O.1.1. Adicionalmente pueden producirse restricciones debidas a:

- Insuficiente reserva de regulación secundaria y terciaria.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de las tensiones.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estos tipos de restricciones se aplicarán los mecanismos establecidos en los servicios complementarios correspondientes

➤ **Retribución Final Horaria (RF_h).** Es la retribución final de una instalación de régimen especial en una hora, por MWh producido, considerando los ingresos del mercado, las primas y los complementos.

➤ **Sesión.** Convocatoria de mercado.

➤ **Sujeto de liquidación (SL).** Empresa responsable de los cobros, pagos y prestación de las garantías que se derivan del proceso de liquidación del operador del sistema.



- **Sujeto del Mercado (SM).** Entidad que puede acudir como participante en el mercado eléctrico español, tanto para compra como venta de energía. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países, que tengan la habilitación de agentes externos.

- **Unidad de Oferta (UO).** Elemento mínimo con capacidad de ofertar en un mercado diario e intradiario, gestionado por el operador del mercado.

- **Unidad de Programación (UP).** Agrupación de instalaciones para representar los programas del Operador del Sistema, para ofertar al OS, para ejecutar bilaterales y para el cálculo de la liquidación del OS.

- **Zona de regulación.** Conjunto de instalaciones integradas a los efectos del servicio de regulación secundaria.



NORMATIVA

Reales Decretos del Boletín Oficial del Estado (BOE):

- **RD 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Derogado por el 661, su régimen económico está vigente hasta el año 2011.
- **RD 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **RD 485/2009**, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.
- **RD 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **RD 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Procedimientos de Operación:

- **PO 14.1:** Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- **PO 14.2:** Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- **PO 14.4:** Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- **PO 14.6:** Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado.
- **PO 14.8:** Sujeto de liquidación de las instalaciones de Régimen Especial.





ANEXO III:

Siglas y acrónimos





SIGLAS Y ACRÓNIMOS

RD	Real Decreto
RO	Régimen Ordinario
RE	Régimen Especial
RF_h	Retribución total en la hora h .
$CDSVP_h$	Coste de los desvíos, por MWh producido, liquidados en la hora h .
COMESP	Complemento específico, en €/MWh, que se aplica según la normativa con independencia de la opción de venta en determinados casos como el cumplimiento de los huecos de tensión o la repotenciación eólica.
PMD_h	Precio, en €/MWh, del mercado diario en la hora h .
$PRIMA_h$	Prima, en €/MWh, establecida en la normativa que corresponda en la hora h . Para algunas instalaciones renovables en opción b), el valor depende de PMD_h . Para el resto de instalaciones es una prima fija.
$GPMI_h$	Ganancia o pérdida, por MWh producido, en el mercado intradiario en la hora h por la diferencia de precio con el precio del mercado diario.
$CRTTR_h$	Compensación, por MWh producido, por reducción del programa en la hora h por restricciones en tiempo real.
LI	Límite inferior establecido en la normativa para cada tipo de instalación.
LS	Límite superior establecido en la normativa para cada tipo de instalación.

PR	Prima de referencia establecida en la normativa para cada tipo de instalación.
EMI_{h,s}	Energía negociada en la sesión s del mercado intradiario en la hora h como venta (valor positivo) o recompra (negativo).
PMI_{h,s}	Precio de la sesión s del mercado intradiario en la hora h .
MED_h	Producción medida en la hora h .
CRTTR_h	Componente de restricciones en tiempo real.
RTTR_h	Energía reducida en la hora h por restricciones en tiempo real.
DSV_h	Desvío en la hora h calculado como diferencia entre la producción horaria medida y el programa horario final operativo que es el programa final del mercado menos la reducción por restricciones en tiempo real.
PLDSV_h	Precio liquidado del desvío a la instalación en la hora h .
DSV_{h,up}	Desvío de la unidad up en la hora h .
PHF_{h,up}	Programa horario final del mercado de la unidad up en la hora h tras la última sesión del mercado intradiario de la hora calculado como diferencia entre la producción horaria medida y el programa horario final operativo que es el programa final del mercado menos la reducción por restricciones en tiempo real.
PHO_{h,up}	Programa horario operativo de la unidad up en la hora h . Es igual al programa horario final del mercado menos la reducción, en su caso, de energía por restricciones en tiempo real por congestión en las líneas de evacuación.



NNBS_h	Necesidad neta de balance del sistema en la hora h .
EB_{t,h,s}	Energía de balance del tipo t en la hora h en el sentido s . t energía de gestión de desvíos, energía de regulación terciaria, energía de regulación secundaria. s subir producción, bajar producción EB_{t,h,s} es positiva si el sentido es mayor producción y negativa en caso de ser el sentido menor producción.
DSV_{h,sl}	Desvío consolidado de las unidad up del sujeto de liquidación sl en la hora h .
IMP_{h,sl}	Valor en euros del desvío consolidado del sujeto de liquidación sl en la hora h .
PGDSVS_h	Precio general de desvíos a subir en la hora h .
PGDSVB_h	Precio general de desvíos a bajar en la hora h .
PREB_{t,h,subir}	Precio marginal de la energía de balance a subir de tipo t en la hora h .
IMP_{h,sl}	Valor en euros del desvío de la unidad de programación up en la hora h .
PAC_{h,sl,s}	Precio apantallado de los desvíos contrarios en el sentido s de las unidades de programación del sujeto sl en la hora h .
IBA_{h,sl}	Indicador del beneficio del apantallamiento en la hora h de las unidades de programación del sujeto sl que tienen desvío contrario.
Tr	es el importe de la producción real de la energía generada, valorada a la tarifa regulada, con sus complementos correspondientes.

Im es la liquidación del operador del mercado. Se corresponde con la cantidad que cobra el representante por parte del operador del mercado, en concepto de la energía ofertada y según el precio del mercado.

$$\mathbf{Im = (Energía a Mercado \times Precio Mercado)}$$

Idesvío Es una liquidación del operador del sistema (REE) al representante. Será negativo si se produce menos de lo programado, y positivo en caso contrario.

$$\mathbf{Idesvío = Energía Desvío \times Precio Desvío}$$

Cdesvío Es el coste del desvío. Siempre es un término de valor no negativo.

$$\mathbf{Cdesvío = Energía desvío \times (Precio Mercado - Precio desvío)}$$

DSVC Desvío absoluto horario, contrario al sistema, de la unidad de producción.

CDSVCL Coste horario del desvío contrario liquidado a la unidad de programación.

FP Porcentaje de desvío sobre programa que es la tasa media de fallo medio de la predicción programada en el mercado durante el periodo de análisis del conjunto de unidades del sujeto de liquidación.

DP Deriva media del programa de mercado durante el periodo de análisis.

DC Apalancamiento medio de los desvíos contrarios de las unidades sobre el desvío consolidado de las mismas unidades, durante el periodo de análisis.

FC Factor de consolidación.



MX	Mix horario de desvíos contrarios durante el periodo.
CG	Coste general de los desvíos en el periodo de análisis.
EX	Exención del coste de los desvíos por instalaciones con derecho a exención.
nhcs	Número de horas del mes con desvíos contrarios a subir.
nhcb	Número de horas del mes con desvíos contrarios a bajar.
NH_m	Número de horas del mes.





ANEXO IV:

EJEMPLOS DE CONSOLIDACIÓN DE LOS DESVÍOS / APANTALLAMIENTO





Para una mayor comprensión de la exposición desarrollada en el documento sobre la consolidación de los desvíos se exponen los cuatros casos posibles con datos numéricos, desarrollando teóricamente el primero de los casos.

También se muestra una columna con el ahorro que se obtiene participando en el mercado perteneciendo al sujeto de liquidación del ejemplo frente a la participación en el mercado como titular de una sola unidad de programación.

Ejemplo 1:

- Caso 1:

Los datos generales del sistema en esa hora se muestran en el primer cuadro, sabemos que el desvío del sistema es mayor que cero, mayor producción, y tenemos los valores del precio del mercado diario (PMD), el precio del desvío a subir (PDSVS) y el precio del desvío a bajar (PDSVB). Al ser el desvío del sistema mayor que cero el precio del desvío a subir debe tener el mismo valor que el precio del mercado diario (en ningún caso se obtiene un beneficio por haberse desviado).

Primeramente debemos calcular la suma total de los desvíos de todas las unidades de programación (UP) que pertenecen al sujeto de liquidación (SL), en este primer caso el sumatorio es mayor que cero o positivo, por lo que el desvío del conjunto de las unidades de programación van a favor del sistema.

Seguidamente hallamos el precio de cada unidad de programación dependiendo si el desvío de ésta va a favor o en contra del sistema; si el desvío de la unidad de programación es a favor, en este caso positivo, su importe vendrá dado por producto del valor del desvío y el precio del mercado diario, **en caso de ser el desvío de la unidad de programación contrario al sistema, en este caso negativo, su importe será el producto de la energía desviada por el precio del desvío a bajar. Esto nos servirá para desarrollar la liquidación por unidad de programación, que se explica más abajo, y a su vez para obtener el ahorro que se tiene en caso de ser liquidación consolidada por sujeto de liquidación frente a la liquidación por unidad de programación.**

En este caso como el desvío del sistema es mayor que cero y la suma de los desvíos de las unidades de programación es también mayor que cero nos quedaremos con la suma total de los desvíos de las unidades de programación a favor del sistema por el precio del desvío a subir, que coincidirá con el precio del mercado diario.

El precio de la liquidación será, en el caso de las unidades de programación a favor del sistema, es decir desvíos mayores que cero, el obtenido anteriormente mediante el producto del desvío de la unidad de programación y el precio del mercado diario, mientras que en el caso de las unidades de programación en contra del sistema **tienen un precio distinto a los dados que se hallan mediante la fórmula siguiente:**

$$\text{Precio UP contraria al sistema} = \frac{(\sum UP \times PDSVS) - \sum (UP \text{ a favor} \times PMD)}{\sum UP \text{ en contra del sistema}}$$

Luego, el importe de las unidades contrarias al sistema será el precio obtenido mediante la ecuación anterior por el desvío de cada unidad de programación contraria al sistema.

Para obtener el ahorro que se produce en el caso de pertenecer a un sujeto de liquidación se hace la diferencia entre la columna que hemos obtenido mediante los precios de liquidación por los desvíos producidos de cada unidad de programación y los valores que se obtienen del producto de los desvíos de cada unidad de programación por el precio del mercado diario en caso de ser a favor del sistema y por el precio del desvío a bajar en este caso, ya que es el precio del desvío contrario al sistema. Este ahorro viene dado en €/MWh.

Sistema > 0	
PMD	75,68 €/MWh
PDSVS	75,68 €/MWh
PDSVB	77,14 €/MWh

Sistema > 0 y ΣUP > 0

SL	DESUDIO (MWh)	UP x PMD	x PUP Contra	IMPORTE	Ahorro (€/MWh)	SOBRECOSTE (€/MWh)
UP1	0,451	UP x PUPContraria =	34,13168	0	34,132	0,000
UP2	0,519	UP x PUPContraria =	39,27792	0	39,278	0,000
UP3	-0,351	UP x PMD =	0	-26,56368	-26,564	0,513
UP4	0,811	UP x PUPContraria =	61,37648	0	61,376	0,000
UP5	-6,511	UP x PMD =	0	-492,75248	-492,752	9,522
UP6	0,216	UP x PUPContraria =	16,34688	0	16,347	0,000
UP7	1,17	UP x PUPContraria =	88,5456	0	88,546	0,000
UP8	0,306	UP x PUPContraria =	23,15808	0	23,158	0,000
UP9	10,43	UP x PUPContraria =	789,3424	0	789,342	0,000
UP10	-24,697	UP x PMD =	0	-1869,069	-1.869,069	36,119
UP11	0,22	UP x PUPContraria =	16,6496	0	16,650	0,000
UP12	14,323	UP x PUPContraria =	1083,96464	0	1.083,965	0,000
UP13	4,774	UP x PUPContraria =	361,29632	0	361,296	0,000
UP14	3,002	UP x PUPContraria =	227,19136	0	227,191	0,000
UP15	16,046	UP x PUPContraria =	1214,36128	0	1.214,361	0,000
UP16	12,321	UP x PUPContraria =	932,45328	0	932,453	0,000
UP17	-34,26	UP x PMD =	0	-2592,7968	-2.592,797	50,104
UP18	-0,539	UP x PMD =	0	-40,79152	-40,792	0,788
UP19	7,851	UP x PUPContraria =	594,16368	0	594,164	0,000
UP20	5,016	UP x PUPContraria =	379,61088	0	379,611	0,000
UP21	0,08	UP x PUPContraria =	6,0544	0	6,054	0,000
UP22	0,19	UP x PUPContraria =	14,3792	0	14,379	0,000
UP23	-2,521	UP x PMD =	0	-190,78928	-190,789	3,687
UP24	-3,89	UP x PMD =	0	-294,3952	-294,395	5,689
UP25	3,501	UP x PUPContraria =	264,95568	0	264,956	0,000
UP26	5,09	UP x PUPContraria =	385,2112	0	385,211	0,000
ΣUP =	13,548	Σ(UP a favor x PMD) =	6532,47056			

ΣUP en contra del sistema = -72,769 MWh

ΣUP x PDSVS = 1025,31264

(ΣUP x PDSVS) - Σ(UP a favor x PMD) = -5507,15792

Precio de las Unidades de Programación en contra del sistema = 75,680 €/MWh

Figura AnexoIV.1 Caso 1 ejemplo de consolidación de desvíos



- Caso 2:

Sistema > 0	
PMD	69 €/MWh
PDSVS	69 €/MWh
PDSVB	71,20 €/MWh

SL	DESUDIO (MWh)	UP x PMD	UP x PUP Contraria	IMPORTE	Ahorro (€/MWh)	SOBRECOSTE (€/MWh)	
UP1	0,119	UP x PUPContraria =	8,211	0	8,211	0,000	0
UP2	0,949	UP x PUPContraria =	65,481	0	65,481	0,000	0
UP3	-0,013	UP x PMD =	0	-0,897	-0,894	0,031	0
UP4	1,319	UP x PUPContraria =	91,011	0	91,011	0,000	0
UP5	-0,622	UP x PMD =	0	-42,918	-42,798	1,488	0,12
UP6	0,271	UP x PUPContraria =	18,699	0	18,699	0,000	0
UP7	2,09	UP x PUPContraria =	144,21	0	144,210	0,000	0
UP8	0,219	UP x PUPContraria =	15,111	0	15,111	0,000	0
UP9	-26	UP x PMD =	0	-1794	-1.788,988	62,212	5,01
UP10	-1,984	UP x PMD =	0	-136,896	-136,514	4,747	0,38
UP11	-3,288	UP x PMD =	0	-226,872	-226,238	7,867	0,63
UP12	-2,596	UP x PMD =	0	-179,124	-178,624	6,212	0,50
UP13	-4,404	UP x PMD =	0	-303,876	-303,027	10,538	0,85
UP14	10,863	UP x PUPContraria =	749,547	0	749,547	0,000	0
UP15	13,86	UP x PUPContraria =	956,34	0	956,340	0,000	0
UP16	10,179	UP x PUPContraria =	702,351	0	702,351	0,000	0
UP17	-0,562	UP x PMD =	0	-38,778	-38,670	1,345	0,11
UP18	1,761	UP x PUPContraria =	121,509	0	121,509	0,000	0
UP19	6,694	UP x PUPContraria =	461,886	0	461,886	0,000	0
UP20	3,646	UP x PUPContraria =	251,574	0	251,574	0,000	0
UP21	2,29	UP x PUPContraria =	158,01	0	158,010	0,000	0
UP22	0,6	UP x PUPContraria =	41,4	0	41,400	0,000	0
UP23	-5,382	UP x PMD =	0	-371,358	-370,321	12,878	1,04
UP24	-1,63	UP x PMD =	0	-112,47	-112,156	3,900	0,31
UP25	-1,404	UP x PMD =	0	-96,876	-96,605	3,359	0,27
UP26	-11,782	UP x PMD =	0	-812,958	-810,687	28,192	2,27
ΣUP =	-4,807	Σ(UP a favor x PMD) =	-4117,023				

ΣUP en contra del sistema = 54,86 MWh

ΣUP x PDSVB = -342,2583808

(ΣUP x PDSVS) - Σ(UP a favor x PMD) = 3774,764619

Precio de las Unidades de Programación en contra del sistema = 68,807 €/MWh

Figura AnexoIV.2 Caso 2 ejemplo de consolidación de desvíos

- **Caso 3:**

Sistema < 0	
PMD	53,4 €/MWh
PDSVS	44 €/MWh
PDSVB	53,4 €/MWh

Sistema < 0 y $\Sigma UP < 0$

SL	DESVIO (MWh)	UP x PMD	UP x PUP Contraria	IMPORTE	Ahorro (€/MWh)	SOBRECOSTE (€/MWh)
UP1	-4,169	UP x PMD = 0	-222,6246	-222,625	0,000	0
UP2	0,369	UP x PUPContraria = 19,7046	0	19,705	3,469	0
UP3	0,582	UP x PUPContraria = 31,0788	0	31,079	5,471	0
UP4	-3,663	UP x PMD = 0	-195,6042	-195,604	0,000	0
UP5	-0,1	UP x PMD = 0	-5,34	-5,340	0,000	0
UP6	-0,064	UP x PMD = 0	-3,4176	-3,418	0,000	0
UP7	-13,259	UP x PMD = 0	-708,0306	-708,031	0,000	0
UP8	0,648	UP x PUPContraria = 34,6032	0	34,603	6,091	0
UP9	0,786	UP x PUPContraria = 41,9724	0	41,972	7,388	0
UP10	0,534	UP x PUPContraria = 28,5156	0	28,516	5,020	0
UP11	-1,814	UP x PMD = 0	-96,8676	-96,868	0,000	0
UP12	-4,202	UP x PMD = 0	-224,3868	-224,387	0,000	0
UP13	-10,82	UP x PMD = 0	-577,788	-577,788	0,000	0
UP14	-9,69	UP x PMD = 0	-517,446	-517,446	0,000	0
UP15	0,611	UP x PUPContraria = 32,6274	0	32,627	5,743	0
UP16	0,203	UP x PUPContraria = 10,8402	0	10,840	1,908	0
UP17	-4,289	UP x PMD = 0	-229,0326	-229,033	0,000	0
UP18	-2,053	UP x PMD = 0	-109,6302	-109,630	0,000	0
UP19	-2,028	UP x PMD = 0	-108,2952	-108,295	0,000	0
UP20	-0,95	UP x PMD = 0	-50,73	-50,730	0,000	0
UP21	-1,11	UP x PMD = 0	-59,274	-59,274	0,000	0
UP22	-4,713	UP x PMD = 0	-251,6742	-251,674	0,000	0
UP23	-0,22	UP x PMD = 0	-11,748	-11,748	0,000	0
UP24	-0,253	UP x PMD = 0	-13,5102	-13,510	0,000	0
UP25	-0,2	UP x PMD = 0	-10,68	-10,680	0,000	0
UP26	-0,2	UP x PMD = 0	-10,68	-10,680	0,000	0
$\Sigma UP =$	-60,064	$\Sigma(UP \text{ a favor x PMD}) =$	-3406,7598			

ΣUP en contra del sistema = 3,733 MWh

$\Sigma UP \times PDSVB = -3207,4176$

$(\Sigma UP \times PDSVS) - \Sigma(UP \text{ a favor x PMD}) = 199,3422$

Precio de las Unidades de Programación en contra del sistema = 53,400 €/MWh

Figura AnexoIV.3 Caso 3 ejemplo de consolidación de desvíos

- **Caso 4:**

Sistema < 0	
PMD	90,34 €/MWh
PDSVS	54,86 €/MWh
PDSVB	90,34 €/MWh

Sistema < 0 y ΣUP > 0

SL	DESVIO (MWh)	UP x PMD		JP x PUP Contrari	IMPORTE	Ahorro (€/MWh)	SOBRECOSTE (€/MWh)
UP1	-3,5	UP x PMD =	-316,19	0	-316,190	0,000	0
UP2	0,631	UP x PUPContraria =	0	57,00454	41,129	6,510	-15,88
UP3	-2,203	UP x PMD =	-199,01902	0	-199,019	0,000	0
UP4	-3,873	UP x PMD =	-349,88682	0	-349,887	0,000	0
UP5	1,705	UP x PUPContraria =	0	154,0297	111,133	17,591	-42,90
UP6	-0,146	UP x PMD =	-13,18964	0	-13,190	0,000	0
UP7	0,977	UP x PUPContraria =	0	88,26218	63,682	10,080	-24,58
UP8	-0,628	UP x PMD =	-56,73352	0	-56,734	0,000	0
UP9	0,531	UP x PUPContraria =	0	47,97054	34,611	5,478	-13,36
UP10	2,75	UP x PUPContraria =	0	248,435	179,247	28,372	-69,19
UP11	0,112	UP x PUPContraria =	0	10,11808	7,300	1,156	-2,82
UP12	-2,73	UP x PMD =	-246,6282	0	-246,628	0,000	0
UP13	-5,923	UP x PMD =	-535,08382	0	-535,084	0,000	0
UP14	20,994	UP x PUPContraria =	0	1896,59796	1.368,405	216,596	-528,19
UP15	2,402	UP x PUPContraria =	0	216,99668	156,564	24,782	-60,43
UP16	10,929	UP x PUPContraria =	0	987,32586	712,360	112,755	-274,97
UP17	0,88	UP x PUPContraria =	0	79,4992	57,359	9,079	-22,14
UP18	5,166	UP x PUPContraria =	0	466,69644	336,724	53,298	-129,97
UP19	7,73	UP x PUPContraria =	0	698,3282	503,847	79,751	-194,48
UP20	12,461	UP x PUPContraria =	0	1125,72674	812,217	128,561	-313,51
UP21	5,627	UP x PUPContraria =	0	508,34318	366,772	58,054	-141,57
UP22	0,12	UP x PUPContraria =	0	10,8408	7,822	1,238	-3,02
UP23	-1,7	UP x PMD =	-153,578	0	-153,578	0,000	0
UP24	3,934	UP x PUPContraria =	0	355,39756	256,421	40,587	-98,98
UP25	-1,85	UP x PMD =	-167,129	0	-167,129	0,000	0
UP26	0,602	UP x PUPContraria =	0	54,38468	39,239	6,211	-15,15
ΣUP =	54,998	Σ(UP a favor x PMD) =	-2037,43802				

ΣUP en contra del sistema = 77,551 MWh

ΣUP x PDSVS = 3017,3948

(ΣUP x PDSVS) - Σ(UP a favor x PMD) = 5054,832821

Precio de las Unidades de Programación en contra del sistema = 65,181 €/MWh

Figura AnexoIV.4 Caso 4 ejemplo de consolidación de desvíos





ANEXO V:

Tablas y gráficos.





A continuación se muestran las tablas utilizadas para la obtención de los gráficos y análisis del documento, como ejemplo se ha tomado el mes de agosto del año 2008.

Ganancia respecto al precio del desvío. Ajuste de los desvíos, a favor y en contra, en mercado intradiario.

SESIÓN	H 01	H 02	H 03	H 04	H 05	H 06	H 07	H 08	H 09	H 10	H 11	H 12	H 13	H 14	H 15	H 16	H 17	H 18	H 19	H 20	H 21	H 22	H 23	H 24	TOTAL
SESIÓN 1	9,7	7,9	7	6,7	6,2	5,8	6,4	8,5	9,8	9,8	11,1	11,3	12,2	11,9	10,6	10,3	9,8	11,1	13,9	15,5	15,9	15,9	14	11,5	10,5
SESIÓN 2	9,1	7,3	6,5	6,4	6,1	5,7	6,2	8,4	9	9,4	10,8	10,9	11,3	11,4	10,3	10	9,4	10,6	13,7	14,6	15,4	15,1	13,1	10,7	10,1
SESIÓN 3					5,8	5,5	5,9	8,2	8,9	9,3	10,5	10,2	11,1	10,8	9,8	9,9	9,2	10,2	13,1	14	14,8	13,9	12,6	9,9	10,2
SESIÓN 4								7,5	8,3	8,8	9,3	10,3	10	10,7	10,4	9,4	8,8	9,7	12,7	12	13,9	13	12,4	9,7	10,4
SESIÓN 5												9,8	10,3	10,6	9,3	9,5	9,1	10,1	12,8	14,2	14,8	14,5	12,8	10,4	11,4
SESIÓN 6																8,7	7,9	9,7	12,8	14	14,8	14,9	13,3	10,7	11,9
SESIÓN 7																					13,2	13,4	11,8	9,5	12
TOTAL	9,4	7,6	6,7	6,6	6	5,7	6,2	8,2	9	9,3	10,4	10,5	11	11,1	10,1	9,6	9	10,2	13,2	14	14,7	14,4	12,9	10,4	10,6

Tabla AnexoV.1 Ganancia media de ajustar en intradiario. Año 2007

Ganancia respecto al precio del desvío. Ajuste de los desvíos, a favor y en contra, en mercado intradiario.

SESIÓN	H 01	H 02	H 03	H 04	H 05	H 06	H 07	H 08	H 09	H 10	H 11	H 12	H 13	H 14	H 15	H 16	H 17	H 18	H 19	H 20	H 21	H 22	H 23	H 24	TOTAL
SESIÓN 1	10	9,2	9,1	10,6	10,8	10,2	9,6	11,7	11,5	11,4	12,3	11,9	12	11,8	10,9	10,7	10,6	12,1	14,9	15,9	16,6	16,2	13,4	12,2	11,9
SESIÓN 2	9,6	8,9	8,5	9,5	9,6	10,1	9,6	11,7	11,1	11,2	12,2	11,7	11,8	11,6	10,6	10,6	10,5	11,8	14,4	15,6	16,1	15,7	13,5	12,3	11,6
SESIÓN 3					9,3	9,4	9	11,5	11	11,2	12,3	11,5	11,8	11,5	10,4	10,5	10,6	11,8	14,4	15,4	16	15,5	13,4	11,9	11,9
SESIÓN 4								11,4	11	11,5	12,5	12,2	11,6	11,5	10,8	10,9	10,8	12	13,6	15,2	15,1	15,4	13,9	12,3	12,5
SESIÓN 5												10,9	11,3	11	10,2	10,3	10,3	11,4	14,2	15,2	15,7	15,7	13,2	12,2	12,4
SESIÓN 6																9,5	9,5	10,6	13,4	14,3	15,7	15	12,7	11,9	12,5
SESIÓN 7																					14,2	14,1	11,4	10,9	12,7
TOTAL	9,8	9	8,8	10	9,9	9,9	9,4	11,5	11,2	11,3	12,3	11,6	11,7	11,5	10,6	10,4	10,4	11,6	14,1	15,3	15,6	15,4	13,1	11,9	12,1

Tabla AnexoV.2 Ganancia media de ajustar en intradiario. Año 2008

SESIÓN	H 01	H 02	H 03	H 04	H 05	H 06	H 07	H 08	H 09	H 10	H 11	H 12	H 13	H 14	H 15	H 16	H 17	H 18	H 19	H 20	H 21	H 22	H 23	H 24	TOTAL
SESIÓN 1	95	96	94	95	96	94	95	95	96	96	98	96	97	97	96	96	96	98	98	97	98	99	98	96	96
SESIÓN 2	93	90	88	88	95	90	94	95	93	93	92	93	93	95	94	96	94	94	96	95	97	97	97	94	94
SESIÓN 3					93	90	93	94	92	92	91	90	92	94	92	94	94	94	96	95	97	94	95	93	93
SESIÓN 4								93	92	91	89	90	88	93	92	95	93	93	95	90	94	91	94	91	92
SESIÓN 5												87	88	91	90	94	93	94	94	94	96	96	95	94	93
SESIÓN 6																92	90	93	94	93	95	95	97	95	94
SESIÓN 7																					94	93	94	92	93
TOTAL	94	93	91	92	95	91	94	94	93	93	92	91	92	94	93	95	93	94	96	94	96	95	96	94	94

Tabla AnexoV.3 Tanto por ciento de Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema.
Año 2007

SESIÓN	H 01	H 02	H 03	H 04	H 05	H 06	H 07	H 08	H 09	H 10	H 11	H 12	H 13	H 14	H 15	H 16	H 17	H 18	H 19	H 20	H 21	H 22	H 23	H 24	TOTAL
SESIÓN 1	98	96	96	97	97	96	98	98	99	99	96	98	98	96	99	98	96	98	98	96	98	98	99	98	97
SESIÓN 2	94	96	90	94	95	96	96	98	96	95	91	94	95	95	96	97	96	96	97	96	96	98	99	98	96
SESIÓN 3					90	93	94	98	97	96	95	93	95	94	96	97	98	96	97	96	96	97	98	97	96
SESIÓN 4								96	95	93	92	96	96	96	96	95	95	96	95	95	96	96	96	95	95
SESIÓN 5												93	93	91	94	96	96	97	96	94	97	98	97	97	95
SESIÓN 6																95	96	95	96	95	94	95	95	96	95
SESIÓN 7																					93	95	94	94	94
TOTAL	96	96	93	95	94	95	96	98	97	96	94	95	95	94	96	96	96	97	96	95	96	97	97	96	96

Tabla AnexoV.4 Tanto por ciento de Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema.
Año 2007



Intervalo desvío	Horas	Desvío medio	Coste desvíos Mínimo	Coste desvíos Medio	Coste desvíos Máximo	Precio mercado diario PMD	Coste desvíos/ PMD Mínimo	Coste desvíos/ PMD Medio	Coste desvíos/ PMD Máximo
MWh		MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	%	%	%
-2500 a -2000	1	-2.020,35	25,42	25,42	25,42	52,51	48,4	48,4	48,4
-2000 a -1500	29	-1.721,36	1,47	13,58	30,96	60	2,4	30	86
-1500 a -1000	158	-1.197,71	0	10,07	72,24	62,55	0	27,3	125,6
-1000 a -0500	850	-673,024	0	9,41	216,65	79,31	0	23,2	481,4
-0500 a 0000	3.051	-224,524	0	8,68	148	97	0	20,8	462,5
0000 a 0500	2.909	231,956	0	10,84	81,47	130	0	28,4	271
0500 a 1000	1.300	709,742	0	14,41	54,37	90	0	36,2	100
1000 a 1500	378	1.194,68	0	20,02	67,15	98,38	0	45,4	100
1500 a 2000	77	1.632,88	0,05	20,29	60,58	81,25	0,1	50	100
2000 a 2500	7	2.249,59	12,23	26,69	48,36	75	42,2	56,4	76,2

Tabla AnexoV.5 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh. Año 2007

Intervalo desvío	Horas	Desvío medio	Coste desvíos Mínimo	Coste desvíos Medio	Coste desvíos Máximo	Precio mercado diario PMD	Coste desvíos/ PMD Mínimo	Coste desvíos/ PMD Medio	Coste desvíos/ PMD Máximo
MWh		MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	%	%	%
-2500 a -2000	2	-2.117,05	30,67	31,47	32,28	60,7	53,17	54,46	55,76
-2000 a -1500	40	-1.703,05	2,95	15,51	57,83	67,56	5,09	28,54	85,59
-1500 a -1000	209	-1.160,72	0	10,59	41,44	83,87	0	18,09	74
-1000 a -0500	941	-699,652	0	9,88	86,92	99,52	0	15,4	104,46
-0500 a 0000	2.665	-225,496	0	10,06	82,79	99,48	0	15,6	104,91
0000 a 0500	2.829	231,046	0	11,49	92,05	103,15	0	18,01	133,96
0500 a 1000	1.406	711,476	0	14,3	56,28	102,39	0	23,2	224,49
1000 a 1500	534	1.190,89	0	19,96	56,6	100	0	32,51	242,67
1500 a 2000	119	1.703,00	0	23,43	64,1	99,05	0	35,21	100
2000 a 2500	30	2.203,34	8,72	25,2	49,81	96,75	17,09	40,53	100
2500 a 3000	8	2.626,25	20,09	32,77	51,83	95,95	32,2	47,49	99,41
3000 a 3500	1	3.337,32	43,26	43,26	43,26	43,26	100	100	100

Tabla AnexoV.6 Coste de los desvíos máximo, medio y mínimo por MWh. Año 2008

Intervalo de programa horario P48	Horas	Programa P48	Producción medida	Desvío horario medio	Desvío absoluto horario medio	Desvío absoluto horario mínimo	Desvío absoluto horario medio	Desvío absoluto horario máximo	Desvío horario mínimo	Desvío horario superado el 95% de las horas	Desvío horario superado el 85% de las horas	Desvío horario superado el 50% de las horas	Desvío horario superado el 15% de las horas	Desvío horario superado el 5% de las horas	Desvío horario máximo
MWh	nº	MWh	MWh	MWh	MWh	%	%	%	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
00000 - 00500	41	398	226	-171	171	4	43	88	-409	-311	-226	-179	-84	-51	-17
00500 - 01000	517	823	682	-142	235	0	28	86	-752	-514	-393	-155	111	303	654
01000 - 01500	1.122	1.263	1.175	-88	296	0	23	105	-1.253	-609	-449	-110	284	538	1.261
01500 - 02000	1.145	1.729	1.680	-49	394	0	23	91	-1.414	-770	-522	-97	453	827	1.564
02000 - 02500	925	2.252	2.230	-22	445	0	20	75	-1.511	-899	-556	-52	563	942	1.639
02500 - 03000	992	2.757	2.828	71	458	0	17	70	-1.911	-861	-511	86	658	1.013	1.864
03000 - 03500	898	3.262	3.293	31	466	0	14	61	-1.931	-1.079	-575	83	595	959	1.614
03500 - 04000	883	3.743	3.812	69	448	0	12	52	-1.846	-868	-483	61	647	1.035	1.763
04000 - 04500	575	4.246	4.399	153	507	0	12	57	-1.670	-933	-448	148	716	1.299	2.441
04500 - 05000	527	4.744	4.985	241	536	0	11	44	-1.561	-797	-415	202	917	1.416	2.078
05000 - 05500	392	5.240	5.467	227	528	0	10	40	-1.791	-1.002	-376	257	815	1.238	2.119
05500 - 06000	339	5.741	5.995	253	514	0	9	39	-2.300	-713	-285	223	888	1.203	1.910
06000 - 06500	247	6.220	6.339	119	433	0	7	23	-1.206	-737	-404	60	733	1.091	1.397
06500 - 07000	102	6.692	6.513	-179	372	0	6	22	-1.462	-1.003	-666	-93	291	517	966
07000 - 07500	44	7.220	7.022	-199	466	0	6	19	-1.417	-919	-683	-212	509	612	695
07500 - 08000	11	7.744	8.042	298	344	1	4	10	-250	-83	101	207	710	804	809

Tabla AnexoV.7 Desvíos para el intervalo P48 de energía eólica. Año 2007

Intervalo de programa horario P48	Horas	Programa P48	Producción medida	Desví o horari o medio	Desvío absolut o horario medio	Desvío absoluto horario mínimo %	Desvío absolut o horario	Desvío absolut o horario máximo	Desvío horario mínimo	Desvío horario superado el 95% de las horas	Desvío horario superado el 85% de las horas	Desvío horario superado el 50% de las horas	Desvío horario superado el 15% de las horas	Desvío horario superado el 5% de las horas	Desvío horario máximo
MWh	n°		MWh												
00000 - 00500	38	418	399	-20	150	0	36	100	-255	-236	-194	-57	175	288	436
00500 - 01000	357	803	646	-157	253	0	32	84	-701	-528	-401	-193	102	303	733
01000 - 01500	886	1.266	1.178	-88	318	0	25	89	-952	-658	-473	-116	305	616	1.162
01500 - 02000	1.002	1.758	1.687	-71	344	0	20	85	-1.294	-809	-531	-62	351	681	1.634
02000 - 02500	1.051	2.244	2.201	-43	410	0	18	96	-1.357	-914	-578	-38	456	877	2.324
02500 - 03000	913	2.745	2.784	38	459	0	17	93	-1.588	-884	-565	34	601	937	2.644
03000 - 03500	772	3.245	3.256	11	522	0	16	79	-1.966	-1.038	-678	18	687	1.096	2.533
03500 - 04000	748	3.741	3.854	113	530	0	14	81	-1.562	-976	-590	102	781	1.203	3.215
04000 - 04500	559	4.244	4.383	139	489	0	12	68	-2.049	-920	-443	114	740	1.208	2.783
04500 - 05000	494	4.737	4.999	263	552	0	12	48	-1.583	-749	-415	234	938	1.311	2.217
05000 - 05500	414	5.252	5.446	194	647	0	12	46	-2.008	-1.290	-582	268	971	1.488	2.523
05500 - 06000	378	5.742	6.075	333	605	0	11	46	-2.601	-594	-329	343	1.008	1.510	2.578
06000 - 06500	334	6.244	6.476	232	544	0	9	36	-2.100	-962	-366	254	895	1.240	2.202
06500 - 07000	266	6.763	7.055	291	555	0	8	30	-1.834	-819	-314	267	945	1.282	1.947
07000 - 07500	207	7.232	7.499	268	591	0	8	26	-1.714	-905	-430	288	956	1.254	1.892
07500 - 08000	155	7.712	7.695	-17	579	0	8	26	-1.928	-1.484	-747	-28	785	1.339	1.980
08000 - 08500	89	8.218	8.206	-12	583	0	7	26	-2.156	-1.154	-849	102	763	1.057	1.361
08500 - 09000	82	8.731	8.792	61	415	0	5	21	-1.841	-653	-484	74	586	888	1.082
09000 - 09500	34	9.137	9.274	138	557	0	6	18	-1.599	-1.064	-475	234	629	1.260	1.617
09500 - 10000	4	9.847	9.467	-381	412	1	4	11	-1.026	-945	-785	-280	3	42	62
10000 - 10500	1	10.030	9.764	-266	266	3	3	3	-266						-266

Tabla AnexoV.8 Desvíos para el intervalo P48 de energía eólica. Año 2008



Periodo	PBF	P48	Medida	Cambio horario neto en intradía	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48	Cambio horario neto en intradía	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48	Mejora % de desvío en intradía	% horas con mejora en intradía	Hora de cierre del intradía	Horas hasta inicio hora
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	% s/PBF	% s/PBF	% s/P48				
1	1.100.350	1.094.851	1.146.384	41.765	140.979	130.116	3,8	12,8	11,9	0,9	60,5	21:45	2,15
2	1.074.623	1.073.657	1.123.083	42.244	142.313	129.006	3,9	13,2	12	1,2	60,5	21:45	3,15
3	1.047.773	1.055.802	1.102.214	43.388	143.966	127.152	4,1	13,7	12	1,7	63	21:45	4,15
4	1.023.428	1.024.046	1.077.883	41.610	146.877	133.548	4,1	14,4	13	1,3	59,7	21:45	5,15
5	998.336	995.822	1.059.844	43.993	150.705	136.088	4,4	15,1	13,7	1,4	60,3	1:45	2,15
6	975.422	975.358	1.045.895	46.107	152.508	137.293	4,7	15,6	14,1	1,6	62,2	1:45	3,15
7	969.195	962.234	1.032.291	50.012	154.001	140.417	5,2	15,9	14,6	1,3	58,4	1:45	4,15
8	974.024	950.841	1.016.931	56.783	153.042	141.585	5,8	15,7	14,9	0,8	57,3	4:45	2,15
9	994.069	948.004	989.702	71.972	154.678	139.777	7,2	15,6	14,7	0,8	57	4:45	3,15
10	1.024.272	969.458	959.461	77.432	161.753	128.187	7,6	15,8	13,2	2,6	67,4	4:45	4,15
11	1.059.046	993.875	947.502	82.841	176.738	131.916	7,8	16,7	13,3	3,4	72,9	4:45	5,15
12	1.101.795	1.026.656	960.237	90.978	194.479	138.293	8,3	17,7	13,5	4,2	74	8:45	2,15
13	1.125.441	1.050.865	982.494	90.383	196.410	141.724	8	17,5	13,5	4	72,6	8:45	3,15
14	1.146.838	1.071.411	1.013.899	89.295	192.364	141.317	7,8	16,8	13,2	3,6	69,9	8:45	4,15
15	1.165.528	1.091.744	1.048.328	86.829	190.501	147.442	7,4	16,3	13,5	2,8	66	8:45	5,15
16	1.192.974	1.115.622	1.077.961	95.479	193.845	143.525	8	16,2	12,9	3,4	68,5	12:45	2,15
17	1.209.829	1.132.298	1.107.943	96.915	190.903	144.827	8	15,8	12,8	3	67,4	12:45	3,15
18	1.219.838	1.142.483	1.139.037	98.347	187.731	150.249	8,1	15,4	13,2	2,2	61,4	12:45	4,15
19	1.227.908	1.152.311	1.170.274	97.440	192.338	158.571	7,9	15,7	13,8	1,9	62,7	12:45	5,15
20	1.228.840	1.148.492	1.188.785	102.280	196.522	165.500	8,3	16	14,4	1,6	61,9	12:45	6,15
21	1.231.900	1.144.021	1.189.723	106.498	202.698	171.500	8,6	16,5	15	1,5	60	17:45	2,15
22	1.218.235	1.130.531	1.186.676	104.819	200.864	172.713	8,6	16,5	15,3	1,2	56,4	17:45	3,15
23	1.187.702	1.112.204	1.182.955	100.159	194.860	163.326	8,4	16,4	14,7	1,7	63,3	17:45	4,15
24	1.156.008	1.087.093	1.166.599	98.632	184.179	153.652	8,5	15,9	14,1	1,8	59,5	17:45	5,15

Tabla AnexoV.9 Programas, medidas y desvíos de la producción de energía eólica peninsular en el año 2007. Desglose por horas

Periodo	PBF	P48	Medida	Cambio absoluto en intradía MWh	Desvíos absolutos sobre PBF MWh	Desvíos absolutos sobre P48 MWh	Cambio absoluto en intradía	Desvíos absolutos sobre PBF	Desvíos absolutos sobre P48	Horas con mejora en intradía	Mejora del desvío en intradía	Hora de cierre del intradía	Horas hasta inicio hora
	MWh	MWh	MWh	absolutos	absolutos	absolutos	%	%	%	%	%		(Horizonte de predicción)
1	1.209.067	1.214.796	1.298.804	43.728	172.811	155.933	3,6	14,3	12,8	60,9	1,5	21:45	2,15
2	1.186.129	1.196.804	1.279.014	42.728	168.714	153.178	3,6	14,2	12,8	60,1	1,4	21:45	3,15
3	1.152.978	1.177.792	1.254.583	47.193	169.575	150.022	4,1	14,7	12,7	65,3	2,0	21:45	4,15
4	1.132.272	1.146.716	1.230.113	46.900	168.118	152.980	4,1	14,8	13,3	61,7	1,5	21:45	5,15
5	1.107.559	1.123.858	1.214.582	52.224	171.548	152.855	4,7	15,5	13,6	63,7	1,9	1:45	2,15
6	1.089.999	1.109.229	1.198.805	49.851	174.535	156.619	4,6	16,0	14,1	63,1	1,9	1:45	3,15
7	1.085.289	1.097.372	1.185.113	49.581	172.965	156.466	4,6	15,9	14,3	61,7	1,7	1:45	4,15
8	1.093.883	1.086.045	1.166.664	52.710	168.327	160.162	4,8	15,4	14,7	59,3	0,6	4:45	2,15
9	1.115.471	1.102.316	1.131.749	54.211	159.524	147.967	4,9	14,3	13,4	57,7	0,9	4:45	3,15
10	1.139.571	1.117.206	1.097.858	57.418	155.994	143.318	5,0	13,7	12,8	54,4	0,9	4:45	4,15
11	1.165.090	1.136.211	1.097.250	60.918	168.707	149.127	5,2	14,5	13,1	60,1	1,4	4:45	5,15
12	1.204.777	1.162.104	1.118.959	69.848	180.894	152.974	5,8	15,0	13,2	64,2	1,9	8:45	2,15
13	1.234.685	1.190.439	1.151.944	72.448	178.834	148.682	5,9	14,5	12,5	65,3	2,0	8:45	3,15
14	1.262.751	1.214.402	1.187.952	74.917	183.235	151.829	5,9	14,5	12,5	67,2	2,0	8:45	4,15
15	1.283.133	1.237.320	1.225.078	73.494	177.384	151.874	5,7	13,8	12,3	60,7	1,5	8:45	5,15
16	1.315.139	1.263.912	1.261.776	79.116	181.998	152.273	6,0	13,8	12,0	61,5	1,8	12:45	2,15
17	1.326.488	1.273.660	1.288.594	80.049	185.154	159.037	6,0	14,0	12,5	59,6	1,5	12:45	3,15
18	1.322.631	1.273.338	1.310.759	78.148	189.732	166.687	5,9	14,3	13,1	55,7	1,3	12:45	4,15
19	1.319.016	1.271.641	1.335.038	77.126	201.846	179.490	5,8	15,3	14,1	56,6	1,2	12:45	5,15
20	1.311.014	1.264.066	1.350.968	76.354	212.155	196.224	5,8	16,2	15,5	53,3	0,7	12:45	6,15
21	1.314.299	1.258.358	1.345.405	83.613	220.151	206.069	6,4	16,8	16,4	54,1	0,4	17:45	2,15
22	1.301.655	1.242.551	1.336.329	85.939	216.905	206.214	6,6	16,7	16,6	52,5	0,1	17:45	3,15
23	1.284.578	1.230.076	1.330.070	83.895	202.087	191.799	6,5	15,7	15,6	51,9	0,1	17:45	4,15
24	1.252.964	1.199.878	1.314.633	82.674	194.721	187.898	6,6	15,5	15,7	50,0	-0,1	17:45	5,15

Tabla AnexoV.10 Programas, medidas y desvíos de la producción de energía eólica peninsular en el año 2008. Desglose por horas

INTRADIARIO		PRECIO INTRA-PMD €/MWh
DESDE	HASTA	
-600	-500	1,19
-500	-400	-3,11
-400	-300	-3,32
-300	-200	-1,79
-200	-100	-1,41
-100	0	-1,42
0	100	-2,05
100	200	-0,98
200	300	-1,17
300	400	-1,18
400	500	-3,17
500	600	-1,03
600	700	3,71
700	800	4,48

Tabla AnexoV.11 Ajuste de energía en intradiario y precio intradiario. Año 2008

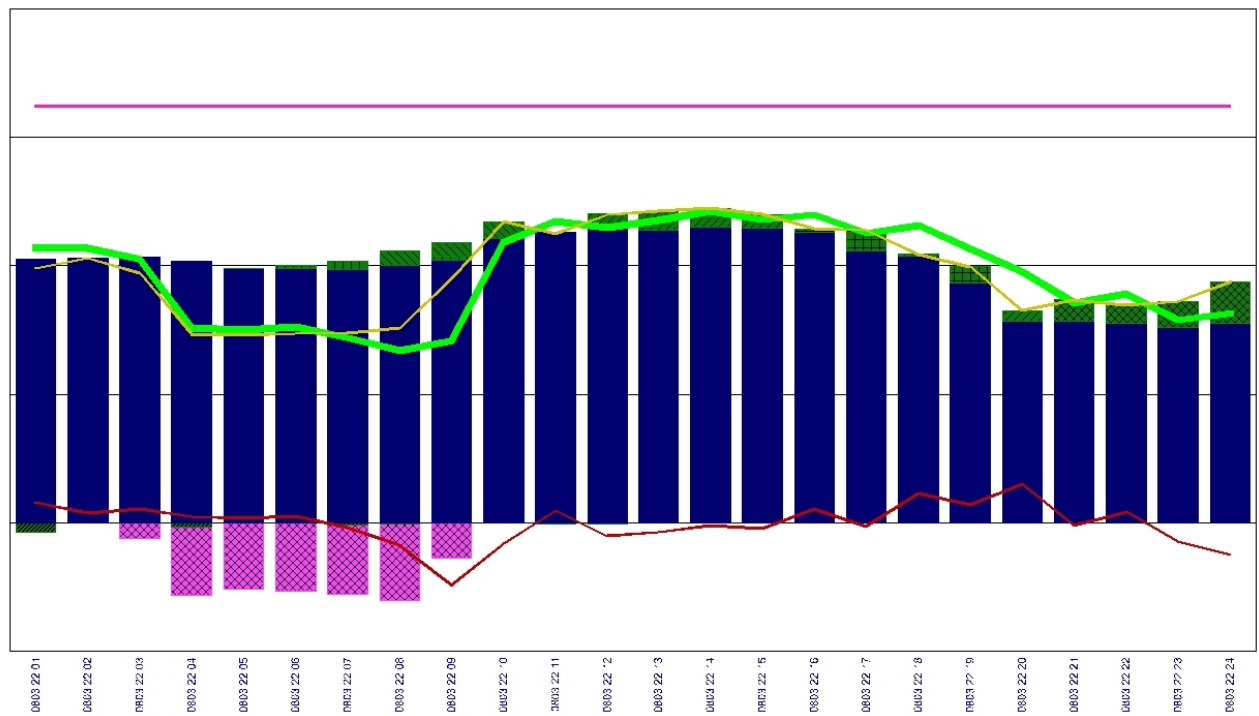
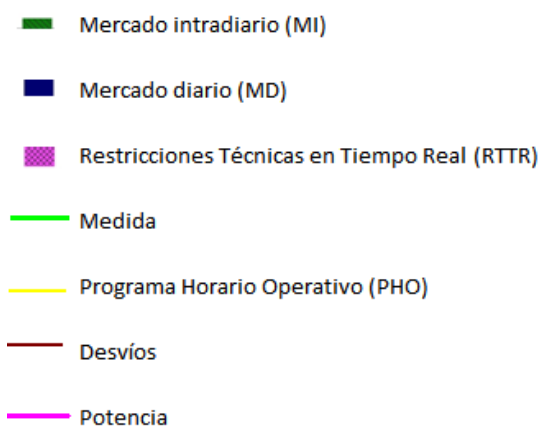


Figura AnexoV.1 Desvíos energía eólica. Ejemplo día 22/03/2008



FOTOVOLTAICA

Periodo	PBF	P48	Medida	Cambio horario neto en intradía	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48	Cambio horario neto en intradía	% horas con mejora en intradía	Desvío horario Medida - PBF	Mejora % de desvío en intradía	Desvío horario real Medida - P48
	MWh	MWh	MWh	MWh absolutos	MWh absolutos	MWh absolutos	% s/PBF		% s/PBF		% s/P48
8	27.268	27.056	18.326	218	16.724	16.538	0,8	24,1	61,3	0,2	61,1
9	46.209	45.859	51.125	509	21.594	21.341	1,1	20,1	46,7	0,2	46,5
10	65.830	65.208	93.709	919	30.568	31.296	1,4	6,9	46,4	-1,6	48
11	82.271	81.636	132.616	1.304	50.399	51.065	1,6	8,4	61,3	-1,3	62,6
12	92.788	92.098	162.237	1.424	69.448	70.138	1,5	6,2	74,8	-1,3	76,2
13	93.518	92.615	179.581	1.440	86.064	86.967	1,5	3,3	92	-1,9	93,9
14	89.217	87.956	183.637	1.491	94.421	95.682	1,7	2,6	105,8	-3	108,8
15	80.050	79.003	174.120	1.349	94.071	95.118	1,7	3,6	117,5	-2,9	120,4
16	63.600	62.424	153.027	1.416	89.427	90.602	2,2	3,6	140,6	-4,5	145,1
17	47.789	46.583	123.357	1.377	76.153	77.355	2,9	6,6	159,4	-6,7	166,1
18	28.272	27.393	87.456	1.055	60.261	61.132	3,7	10,2	213,1	-10	223,2
19	12.297	11.458	52.587	887	40.510	41.346	7,2	6,6	329,4	-31,4	360,9
20	4.814	4.393	22.074	452	17.316	17.737	9,4	3,6	359,7	-44,1	403,8

Tabla AnexoV.12 Participación en el mercado intradiario para reducir desvíos en cada hora.
Régimen Fotovoltaico. Año 2008

Mes	Tecnología y exención coste desvíos	Programa	Desvíos horarios absolutos	Producción medida	Desvíos sobre programa	Coste de los desvíos	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN
		MWh	MWh	MWh	%	EUR	EUR/MWh producido	EUR/MWh producido
2008 01	Fotovoltaica	28.921,50	26.696,43	54.468,49	92,3	122.540	2,25	2,25
2008 02	Fotovoltaica	34.007,80	35.958,65	69.492,37	105,7	305.308	4,39	4,39
2008 03	Fotovoltaica	47.782,90	53.551,94	101.034,17	112,1	215.867	2,14	2,14
2008 04	Fotovoltaica	55.997,00	64.103,31	119.220,56	114,5	204.961	1,72	1,72
2008 05	Fotovoltaica	21.283,40	33.425,37	53.299,10	157	43.602	0,82	0,82
2008 06	Fotovoltaica	10.977,10	33.705,50	44.681,10	307,1	61.992	1,39	1,39
2008 07	Fotovoltaica	12.838,50	46.432,11	59.267,65	361,7	296.657	5,01	5,01
2008 08	Fotovoltaica	9.811,40	67.411,28	77.218,65	687,1	653.464	8,46	8,46
2008 09	Fotovoltaica	30.244,70	53.530,11	83.564,03	177	397.298	4,75	4,75
2008 10	Fotovoltaica	30.244,70	53.530,11	83.564,03	177	397.298	4,75	4,75
2008 11	Fotovoltaica	30.244,70	53.530,11	83.564,03	177	397.298	4,75	4,75
2008 12	Fotovoltaica	30.244,70	53.530,11	83.564,03	177	397.298	4,75	4,75
		342.598,40	575.405,05	912.938,18	167,95	3.493.583,00	3,83	3,83
Desvíos/Programa		176.9900644	€MWh	4,754414184				

Tabla AnexoV.13 Coste desvíos Fotovoltaica no exenta total. Año 2008



Mes	Tecnología y exención coste desvíos	Programa MWh	Desvíos horarios absolutos MWh	Producción medida MWh	Desvíos sobre programa %	Coste de los desvíos EUR	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN EUR/MWh producido	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN EUR/MWh producido
2008 01	Fotovoltaica exenta	0	91,76	91,76		67	0,73	0
2008 02	Fotovoltaica exenta	0	82,041	82,041		32	0,39	0
2008 03	Fotovoltaica exenta	0	133,951	133,951		37	0,27	0
2008 04	Fotovoltaica exenta	6,8	164,392	169,44	2.417,50	61	0,36	0
2008 05	Fotovoltaica exenta	51.974,40	38.683,55	75.820,16	74,4	71.200	0,94	0
2008 06	Fotovoltaica exenta	65.540,00	80.682,05	137.247,28	123,1	186.960	1,36	0
2008 07	Fotovoltaica exenta	106.456,70	76.634,74	161.890,05	72	567.878	3,51	0
2008 08	Fotovoltaica exenta	133.827,30	90.596,09	196.608,78	67,7	1.257.977	6,4	0
2008 09	Fotovoltaica exenta	136.707,60	118.124,64	212.877,41	86,4	828.825	3,89	0
2008 09	Fotovoltaica exenta	136.707,60	118.124,64	212.877,41	86,4	828.825	3,89	0
2008 09	Fotovoltaica exenta	136.707,60	118.124,64	212.877,41	86,4	828.825	3,89	0
2008 09	Fotovoltaica exenta	136.707,60	118.124,64	212.877,41	86,4	828.825	3,89	0
		904635,6	759567,122	1423553,122	83,9638769	5399512	3,79298244	0
Desvíos/Programa		86,40678353	€/MWh	3,893437975				
			€/MWh	0				

Tabla AnexoV.14 Coste desvíos Fotovoltaica exenta total. Año 2008

	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente * (miles €)	Prima €/MWh	Retr media total €/MWh	Retr. Media mercado
FOTOVOLTAICA	3.354	2.492	49.971	1.127.994	45,268	968.055	388	452,683867	64

Tabla AnexoV.15 Retribución y prima energía fotovoltaica. Año 2008

BIOMASA

Periodo	PBF	P48	Medida	Cambio horario neto en intradiario	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48	Cambio horario neto en intradiario	% horas con mejora en intradiario	Desvío horario Medida - PBF	Mejora % de desvío en intradiario	Desvío horario real Medida - P48
	MWh	MWh	MWh	MWh absolutos	MWh absolutos	MWh absolutos	% s/PBF		% s/PBF		% s/P48
1	195.598	192.161	176.037	4.062	22.328	21.461	2,1	60,1	11,4	0,2	11,2
2	194.948	192.118	175.785	4.304	21.773	21.417	2,2	60,7	11,2	0	11,1
3	194.963	191.812	176.242	4.133	21.593	21.259	2,1	56,8	11,1	0	11,1
4	194.735	191.490	176.233	4.477	21.562	21.311	2,3	53,8	11,1	-0,1	11,1
5	194.394	191.266	176.195	4.856	21.700	21.543	2,5	53	11,2	-0,1	11,3
6	194.894	191.483	176.231	4.339	21.915	21.319	2,2	56	11,2	0,1	11,1
7	195.095	191.295	175.493	4.644	22.450	21.300	2,4	60,7	11,5	0,4	11,1
8	196.061	191.703	174.482	5.066	24.085	22.442	2,6	62	12,3	0,6	11,7
9	199.894	194.698	174.029	5.866	27.654	25.750	2,9	65,6	13,8	0,6	13,2
10	200.195	194.418	173.007	6.263	28.671	25.988	3,1	68,3	14,3	1	13,4
11	201.373	195.122	172.845	6.979	29.866	26.191	3,5	70,5	14,8	1,4	13,4
12	202.199	195.222	172.756	7.366	30.591	25.957	3,6	78,1	15,1	1,8	13,3
13	201.680	194.825	172.739	7.264	30.098	25.958	3,6	74,6	14,9	1,6	13,3
14	202.051	195.288	173.651	7.180	29.778	25.691	3,6	73,8	14,7	1,6	13,2
15	201.607	195.608	173.942	6.392	28.932	25.576	3,2	75,1	14,4	1,3	13,1
16	201.469	194.789	173.495	7.089	29.198	25.347	3,5	76,8	14,5	1,5	13
17	201.979	195.401	174.001	7.009	29.278	25.342	3,5	76,2	14,5	1,5	13
18	201.989	195.612	174.531	6.777	28.869	25.160	3,4	75,1	14,3	1,4	12,9
19	202.784	196.540	175.629	6.708	28.755	25.685	3,3	69,7	14,2	1,1	13,1
20	203.448	196.641	176.380	7.282	28.733	25.957	3,6	70,5	14,1	0,9	13,2
21	202.540	194.975	176.074	8.076	28.374	25.803	4	69,4	14	0,8	13,2
22	202.902	196.225	176.938	7.603	28.174	25.356	3,7	69,1	13,9	1	12,9
23	202.222	196.421	177.335	6.792	27.023	24.503	3,4	65	13,4	0,9	12,5
24	201.243	195.782	176.717	6.213	26.834	24.567	3,1	65	13,3	0,8	12,5
	4.790.259	4.660.895	4.200.769	146.739	638.233	580.884	3,1	66,9	13,3	0,9	12,5

Tabla AnexoV.16 Participación en el mercado intradiario para reducir desvíos en cada hora.

Régimen biomasa. Año 2008

Mes	Tecnología y exención coste desvíos	Programa MWh	Desvíos horarios absolutos MWh	Producción medida MWh	Desvíos sobre programa %	Coste de los desvíos EUR	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN EUR/MWh producido	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN EUR/MWh producido
2008 01	Térmica renovable	643.434,60	196.924,77	446.509,83	30,6	216.086	0,48	0,48
2008 02	Térmica renovable	603.292,10	180.193,29	423.098,81	29,9	150.729	0,36	0,36
2008 03	Térmica renovable	469.052,50	46.047,63	434.088,97	9,8	138.017	0,32	0,32
2008 04	Térmica renovable	440.995,60	17.659,20	430.147,58	4	88.629	0,21	0,21
2008 05	Térmica renovable	409.722,30	24.827,56	394.533,23	6,1	91.258	0,23	0,23
2008 06	Térmica renovable	401.944,40	30.424,05	387.820,08	7,6	95.442	0,25	0,25
2008 07	Térmica renovable	322.951,80	19.106,10	316.586,79	5,9	79.117	0,25	0,25
2008 08	Térmica renovable	249.713,20	22.453,10	270.972,15	9	185.007	0,68	0,68
2008 09	Térmica renovable	265.245,60	9.326,24	265.812,24	3,5	79.449	0,3	0,3
2008 10	Térmica renovable	294.259,90	10.033,35	287.938,31	3,4	83.887	0,29	0,29
2008 11	Térmica renovable	284.962,60	10.973,00	276.875,03	3,9	76.219	0,28	0,28
2008 12	Térmica renovable	275.221,20	12.995,06	263.467,02	4,7	108.630	0,41	0,41
		4.660.795,80	580.963,34	4.197.850,03	118,40	1.392.470,00	4,06	4,06
	Desvíos/Programa		12,46 €/MWh		0,33			

Tabla AnexoV.17 Coste desvíos Biomasa no exenta total. Año 2008



Mes	Tecnología y exención coste desvíos	Programa	Desvíos horarios absolutos	Producción medida	Desvíos sobre programa	Coste de los desvíos	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN
		MWh	MWh	MWh	%	EUR	EUR/MWh producido	EUR/MWh producido
2008 05	Térmica renovable exenta	0	439,954	439,954		353	0,8	0
2008 06	Térmica renovable exenta	0	548,909	548,909		405	0,74	0
2008 07	Térmica renovable exenta	0	303,791	303,791		603	1,98	0
2008 08	Térmica renovable exenta	0	312,917	312,917		2.474	7,91	0
2008 09	Térmica renovable exenta	0	710,159	710,159		3.167	4,46	0
2008 10	Térmica renovable exenta	477	122,386	599,353	25,7	1.160	1,94	0
2008 11	Térmica renovable exenta	0	209,185	209,185		1.681	8,03	0
2008 12	Térmica renovable exenta	0	187,647	187,647		1.207	6,43	0
		477	2.834,95	3.311,92	25,7	11.050	32,29	0
	Desvíos/Programa	594,328721	€/MWh	3,33643828				
			€/MWh	0				

Tabla AnexoV.18 Coste desvíos Biomasa exenta total. Año 2008

	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente * (miles €)
BIOMASA	580	2.466	98	281.613	11,420	123.326

Tabla AnexoV.19 Retribución y prima energía biomasa. Año 2008

HIDRÁULICA

Periodo	PBF	P48	Medida	Cambio horario neto en intradiario	Desvío horario Medida - PBF	Desvío horario real Medida - P48	Cambio horario neto en intradiario	% horas con mejora en intradiario	Desvío horario Medida - PBF	Mejora % de desvío en intradiario	Desvío horario real Medida - P48
	MWh	MWh	MWh	MWh absolutos	MWh absolutos	MWh absolutos	% s/PBF		% s/PBF		% s/P48
1	157.845	154.188	159.319	10.668	16.246	11.705	6,8	68,6	10,3	2,7	7,6
2	153.969	150.407	153.973	10.241	16.241	11.111	6,7	72,4	10,5	3,2	7,4
3	151.891	149.595	152.010	9.703	16.302	11.221	6,4	71,6	10,7	3,2	7,5
4	151.773	149.006	151.380	10.471	16.914	11.617	6,9	71	11,1	3,3	7,8
5	151.507	148.708	151.344	11.138	17.113	11.449	7,4	71	11,3	3,6	7,7
6	151.696	149.122	151.410	10.886	17.263	11.177	7,2	71	11,4	3,9	7,5
7	152.694	148.688	151.667	11.204	17.039	11.002	7,3	69,7	11,2	3,8	7,4
8	156.289	151.652	155.325	11.533	17.259	11.124	7,4	69,4	11	3,7	7,3
9	167.236	162.238	165.520	12.986	18.392	10.882	7,8	73,2	11	4,3	6,7
10	177.208	171.529	175.445	14.055	18.491	10.865	7,9	68,3	10,4	4,1	6,3
11	185.483	180.390	184.899	14.816	19.318	11.460	8	72,1	10,4	4,1	6,4
12	189.263	185.178	189.698	14.874	19.328	11.712	7,9	71,9	10,2	3,9	6,3
13	192.331	187.229	191.792	14.590	20.329	12.606	7,6	73	10,6	3,8	6,7
14	189.200	181.712	187.225	14.868	19.983	12.914	7,9	71	10,6	3,5	7,1
15	179.328	170.909	177.263	14.197	20.905	13.467	7,9	69,9	11,7	3,8	7,9
16	176.522	168.254	173.116	15.208	20.902	12.064	8,6	74,9	11,8	4,7	7,2
17	175.114	167.501	173.598	14.931	20.777	13.270	8,5	73,8	11,9	3,9	7,9
18	182.106	174.832	179.605	15.684	21.435	12.269	8,6	74,6	11,8	4,8	7
19	191.200	182.493	186.950	17.117	21.996	12.410	9	75,7	11,5	4,7	6,8
20	195.129	185.449	190.765	16.824	21.889	13.101	8,6	68,9	11,2	4,2	7,1
21	197.815	187.833	193.036	17.602	22.000	12.833	8,9	71,6	11,1	4,3	6,8
22	200.446	189.800	194.447	17.824	22.437	12.944	8,9	74,3	11,2	4,4	6,8
23	186.764	176.483	182.432	17.082	21.731	12.970	9,1	76	11,6	4,3	7,3
24	173.027	164.090	171.229	15.672	20.831	14.176	9,1	71,6	12	3,4	8,6
	4.185.837	4.037.285	4.143.449	334.174	465.123	290.347	8	71,9	11,1	3,9	7,2

Tabla AnexoV.20 Participación en el mercado intradiario para reducir desvíos en cada hora.

Régimen hidráulico. Año 2008

Mes	Tecnología y exención coste desvíos	Programa MWh	Desvíos horarios absolutos MWh	Producción medida MWh	Desvíos sobre programa %	Coste de los desvíos EUR	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN EUR/MWh producido	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN EUR/MWh producido
2008 01	Hidráulica	289.793,30	35.162,50	302.344,97	12,1	251.408	0,83	0,83
2008 02	Hidráulica	210.108,90	16.168,41	204.885,86	7,7	129.606	0,63	0,63
2008 03	Hidráulica	254.627,20	25.461,33	276.231,12	10	156.314	0,57	0,57
2008 04	Hidráulica	500.404,60	34.468,10	530.318,72	6,9	225.556	0,43	0,43
2008 05	Hidráulica	528.357,60	21.856,36	539.354,00	4,1	164.979	0,31	0,31
2008 06	Hidráulica	532.233,30	32.541,38	506.904,53	6,1	170.132	0,34	0,34
2008 07	Hidráulica	372.960,70	39.267,45	336.208,96	10,5	135.905	0,4	0,4
2008 08	Hidráulica	233.696,10	22.782,81	229.335,06	9,7	184.524	0,8	0,8
2008 09	Hidráulica	200.090,90	20.377,47	188.054,30	10,2	108.022	0,57	0,57
2008 10	Hidráulica	165.071,80	8.049,17	167.011,59	4,9	82.928	0,5	0,5
2008 11	Hidráulica	291.214,00	13.660,26	302.959,43	4,7	121.927	0,4	0,4
2008 12	Hidráulica	411.837,80	13.380,23	421.943,74	3,2	121.389	0,29	0,29
		3.990.396,20	283.175,46	4.005.552,28	90,10	1.852.690,00	6,07	6,07
	Desvíos/Programa		7,10	€ /MWh				

Tabla AnexoV.21 Coste desvíos Hidráulica no exenta total. Año 2008



Mes	Tecnología y exención coste desvíos	Programa	Desvíos horarios absolutos	Producción medida	Desvíos sobre programa	Coste de los desvíos	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN
		MWh	MWh	MWh	%	EUR	EUR/MWh producido	EUR/MWh producido
2008 01	Hidráulica exenta	100,8	162,029	262,577	160,7	361	1,38	0
2008 02	Hidráulica exenta	78,6	171,746	250,346	218,5	562	2,24	0
2008 03	Hidráulica exenta	302,7	444,784	746,47	146,9	509	0,68	0
2008 04	Hidráulica exenta	350,7	1.255,60	1.606,30	358	931	0,58	0
2008 05	Hidráulica exenta	5.143,80	24.214,51	29.358,31	470,8	21.951	0,75	0
2008 06	Hidráulica exenta	7.878,00	25.237,14	33.115,14	320,3	27.559	0,83	0
2008 07	Hidráulica exenta	5.441,60	11.538,62	16.980,22	212	33.905	2	0
2008 08	Hidráulica exenta	5.394,30	7.059,27	12.453,55	130,9	61.186	4,91	0
2008 09	Hidráulica exenta	2.546,80	8.541,95	11.088,75	335,4	37.843	3,41	0
2008 10	Hidráulica exenta	10.250,50	2.069,84	12.320,30	20,2	13.456	1,09	0
2008 11	Hidráulica exenta	2.793,10	6.114,74	8.907,84	218,9	31.492	3,54	0
2008 12	Hidráulica exenta	6.753,20	4.246,41	10.999,61	62,9	17.012	1,55	0
		47034,1	91056,622	138089,4	2655,5	246767	22,96	0
Desvíos/Programa		193,597033	€/MWh	1,787009				
			€/MWh	0				

Tabla AnexoV.22 Coste desvíos Hidráulica exenta total. Año 2008

	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente * (miles €)
HIDRÁULICA	1.961	4.497	941	432.393	9,615	143.755

Tabla AnexoV.23 Retribución y prima energía hidráulica. Año 2008

EÓLICA

Mes	Tecnología	Programa MWh	Desvíos horarios absolutos MWh	Producción medida MWh	Desvíos sobre programa %	Coste de los desvíos EUR	Exención del coste de desvíos EUR	Coste de los desvíos SIN EXENCIÓN EUR/MWh producido	Coste de los desvíos CON EXENCIÓN EUR/MWh producido
2008 01	Eólica	2.502.045,40	311.641,36	2.629.552,65	12,5	5.694.898,59	0	2,17	2,17
2008 02	Eólica	1.969.095,90	329.028,22	2.013.203,80	16,7	5.438.911,25	0	2,7	2,7
2008 03	Eólica	3.924.800,40	359.028,06	4.100.822,50	9,1	5.814.148,49	0	1,42	1,42
2008 04	Eólica	3.241.860,20	403.161,24	3.358.413,26	12,4	5.886.262,85	0	1,75	1,75
2008 05	Eólica	1.995.673,40	389.063,98	1.741.827,04	19,5	3.210.766,80	-264,8	1,84	1,84
2008 06	Eólica	2.169.111,20	318.923,07	2.080.960,52	14,7	2.990.420,84	-429,25	1,44	1,44
2008 07	Eólica	2.070.319,10	284.571,03	2.117.601,99	13,7	3.467.068,99	-687,98	1,64	1,64
2008 08	Eólica	1.849.570,60	275.878,17	1.973.123,71	14,9	4.290.106,44	-1.054,92	2,17	2,17
2008 09	Eólica	2.039.960,10	300.935,97	2.129.790,45	14,8	4.322.297,57	-1.127,80	2,03	2,03
2008 10	Eólica	2.302.494,20	354.240,33	2.448.968,04	15,4	5.301.949,24	-501,75	2,16	2,16
2008 11	Eólica	3.069.618,60	424.099,01	3.335.598,88	13,8	5.969.327,52	-1.527,52	1,79	1,79
2008 12	Eólica	3.394.098,00	438.393,94	3.595.602,39	12,9	6.016.748,15	-740,16	1,67	1,67
Suma		30.528.647,10	4.188.964,36	31.525.465,22	170,40	58.402.906,73	-6.334,18	22,78	22,78

Tabla AnexoV.24 Coste desvíos Eólica total. Año 2008

	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retrribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente * (miles €)
EÓLICA	15.578	31.355	694	3.157.146	10,069	1.144.597

Tabla AnexoV.25 Retribución y prima energía eólica. Año 2008

Cuadro abril 2009 CNE (anual retribución total)

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente * (miles €)
2007	SOLAR	693	495	19.988	214.811	43,384	194.051
	EÓLICA	14.417	27.474	632	2.146.716	7,814	994.760
	HIDRÁULICA	1.909	4.120	928	318.940	7,741	146.190
	BIOMASA	558	2.173	92	192.155	8,843	101.043
Total 2007		24731,5408	57997,0231	22586	4692643,72	8,09118032	2260882,423
2008	SOLAR	3.354	2.492	49.971	1.127.994	45,268	968.055
	EÓLICA	15.578	31.355	694	3.157.146	10,069	1.144.597
	HIDRÁULICA	1.961	4.497	941	432.393	9,615	143.755
	BIOMASA	580	2.466	98	281.613	11,420	123.326
Total 2008		28763,0299	67720,3904	52664	7651178,57	11,2981903	3304434,211

Tabla AnexoV.27 Cuadro abril CNE (anual retribución total)

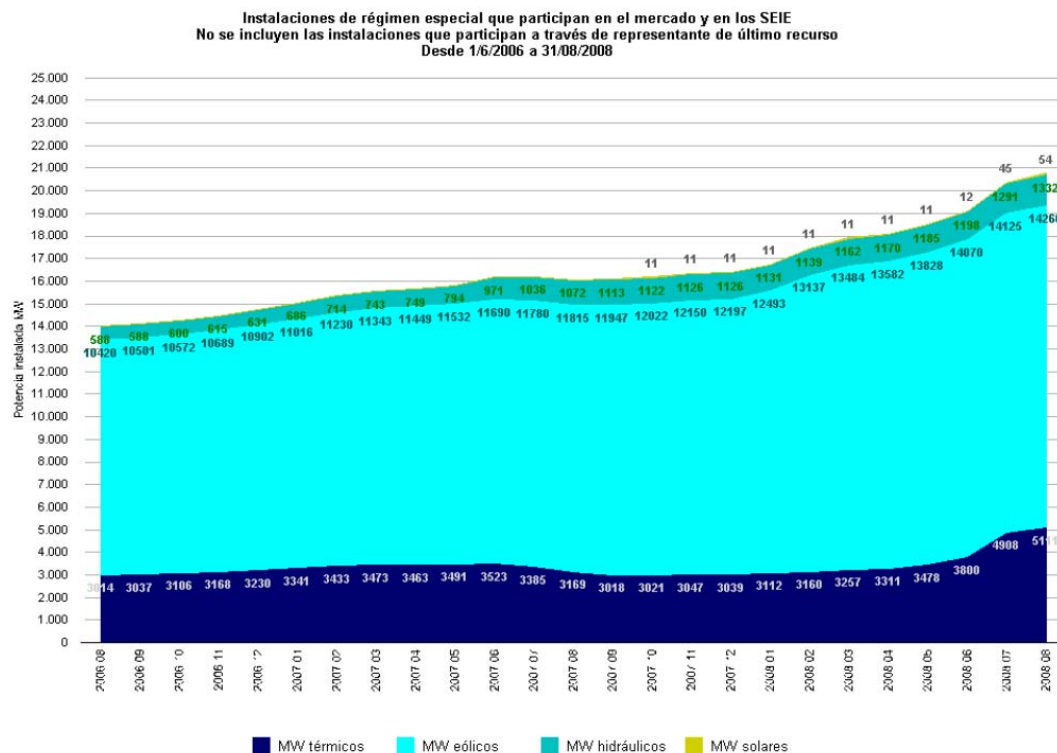


Figura AnexoV.2 Instalaciones de régimen especial que participan en el mercado.

Coste de los desvíos por menor producción (EUR/MWh)
Agosto 2008

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
V 01	0,000	1,690	5,120	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,644	3,560	2,361	0,599	4,881	3,451	5,783	4,790	3,960	0,000	0,000	0,000	4,720	4,480	0,000		
S 02	9,554	3,274	2,000	6,680	6,320	0,000	0,000	0,000	0,000	0,470	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,311	7,940	13,108	
D 03	0,050	0,080	7,664	2,750	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	12,682	4,240	2,400	
L 04	7,930	6,380	2,720	0,000	3,550	7,280	18,239	14,420	17,576	17,638	13,602	13,240	13,000	19,049	11,979	6,855	7,235	5,770	3,432	15,529	19,916	23,454	22,068	19,058	
M 05	10,959	13,424	11,621	10,210	0,000	19,236	10,659	17,430	20,408	18,767	15,401	13,187	38,711	45,216	22,368	21,985	14,962	0,000	0,000	0,000	9,050	46,827	19,837	25,670	
X 06	1,702	2,530	5,152	6,542	0,000	0,000	0,000	5,885	5,573	15,696	11,080	0,000	5,769	5,085	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
J 07	0,435	4,902	11,117	9,109	7,708	9,620	5,663	4,213	6,156	15,471	8,592	11,252	4,150	0,000	2,405	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
V 08	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
S 09	0,000	0,950	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,863	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,150	7,514	8,478	7,583	7,128	11,299	7,200	13,099	
D 10	13,424	13,702	6,211	8,232	8,787	9,875	2,390	0,000	0,000	6,240	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,920	0,000	2,032	9,103	
L 11	17,758	8,746	10,774	5,640	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
M 12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,473	2,442	7,271	
X 13	11,131	2,722	4,190	6,415	1,110	0,000	0,000	3,360	3,340	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,640	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,519	9,544	14,073	
J 14	13,698	6,988	8,083	5,484	6,758	5,201	8,116	7,170	14,391	5,298	0,000	0,000	0,000	0,000	9,474	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18,901	17,868	0,000	
V 15	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
S 16	0,000	0,000	0,000	0,790	0,640	4,000	3,840	3,980	6,490	11,631	10,414	12,983	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,987	0,000	0,000
D 17	0,000	0,000	3,414	0,000	0,000	4,340	0,000	5,206	6,180	7,920	15,381	12,480	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,408	10,336	11,502	
L 18	6,900	8,254	8,270	0,000	0,000	0,000	12,979	3,750	9,730	2,190	4,310	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
M 19	8,760	0,000	0,000	0,000	0,000	6,475	5,844	0,035	8,760	6,577	1,050	1,840	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
X 20	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,575	6,940	0,000	4,900	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,440	0,212	8,928	4,446
J 21	7,639	9,211	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,000	5,995	7,688	6,023
V 22	13,466	4,000	0,000	2,790	3,500	8,807	12,973	3,507	19,718	3,752	0,000	0,000	9,510	5,560	6,638	11,295	11,456	7,811	0,000	0,000	0,000	8,760	0,000	0,000	
S 23	0,000	10,900	0,140	8,640	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,716	0,000	0,000
D 24	7,348	6,488	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	14,648	7,112	8,420	6,145	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
L 25	15,264	13,397	8,100	11,290	12,140	0,000	11,320	9,950	17,498	0,000	0,000	0,000	0,000	12,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
M 26	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,301	11,350	3,158	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
X 27	8,300	0,000	0,000	0,000	0,000	3,480	2,850	17,080	15,930	19,093	3,213	2,325	0,012	0,010	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
J 28	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,280	7,976	2,649	9,444	6,771	7,717	7,469	7,656	1,170	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
V 29	0,000	0,000	5,690	0,000	0,000	0,000	0,000	2,550	19,452	15,684	6,330	4,709	3,010	1,582	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
S 30	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
D 31	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,550	0,000	14,892	14,940	0,000	0,000	23,678	10,111	4,024	1,010	

A efectos de lo dispuesto en el apartado 4 de la Disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El coste del desvío por menor producción en EUR/MWh es la diferencia entre el precio del desvío a bajar establecido en el apartado 12.3.2 del Procedimiento de Operación 14.4 y el precio del mercado diario.

Tabla AnexoV.28 Coste de los desvíos por menor producción. Agosto 2008

Coste de los desvíos por mayor producción (EUR/MWh) Agosto 2008

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
V 01	4.615	0,000	0,000	19.133	18.721	32.625	14.747	3.317	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	20.380	15.225	14.585	13.215	0,000	0,000	0,000	13.823
S 02	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7.500	4.231	5.121	2.761	0,000	11.620	18.110	23.150	23.137	22.470	10.085	10.083	17.325	17.080	16.583	12.855	0,000	0,000	0,000	0,000
D 03	0,000	0,000	0,000	0,000	2.000	1.220	8.220	5.136	7.212	11.111	13.178	14.263	15.336	15.888	0,000	14.770	16.846	13.681	14.400	10.710	13.180	0,000	0,000	0,000	0,000
L 04	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
M 05	0,000	0,000	0,000	0,000	2.162	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
X 06	0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	12.100	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33.060	31.559	33.000	27.647	25.744	23.160	23.530	20.218	21.220	20.502	15.825	
J 07	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	12.133	13.471	16.264	14.562	12.302	14.721	0,010	7.610	17.608	
V 08	5.568	7.251	8.731	9.500	7.400	5.500	5.500	6.000	8.397	11.286	16.786	14.783	23.939	26.974	21.914	16.181	19.188	20.025	19.719	15.828	11.046	12.949	12.444	10.987	
S 09	9.516	0,000	0,000	0,000	7.590	5.790	7.146	0,000	11.682	11.933	15.246	20.990	22.333	20.591	21.281	16.890	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
D 10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7.259	5.228	0,000	13.611	1.360	20.854	20.921	24.500	13.160	8.720	8.766	8.154	6.750	0,000	0,000	0,000	0,000	
L 11	0,000	0,000	0,000	0,010	7.500	13.101	13.399	16.245	22.217	23.608	29.485	24.424	19.263	10.373	13.985	13.752	14.859	11.569	12.986	14.260	13.260	7.889			
M 12	8.328	8.861	16.165	21.836	12.205	13.453	22.264	17.062	17.056	16.556	22.566	24.106	23.914	22.564	13.236	13.848	17.274	17.648	17.970	14.514	0,000	0,000	0,000	0,000	
X 13	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8.812	0,000	0,000	8.056	13.396	14.304	20.942	17.899	0,000	9.780	16.620	16.810	17.640	15.671	10.238	0,000	0,000	0,000	
J 14	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	27.710	30.106	14.460	0,000	13.265	9.393	9.421	6.831	7.715	2.945	0,000	0,000	12.778	
V 15	16.119	16.948	20.549	16.181	12.322	12.775	13.509	6.566	13.153	15.092	11.780	10.872	9.072	16.278	14.738	14.272	14.117	15.544	14.969	19.800	35.940	37.496	35.053		
S 16	28.757	19.501	10.838	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18.760	18.380	18.270	22.078	21.541	17.432	18.614	17.824	20.396	0,000	32.213	
D 17	22.980	21.770	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21.882	20.969	27.252	18.522	14.868	12.012	12.080	7.223	13.420	0,000	0,000	
L 18	0,000	0,000	0,000	0,000	2.970	0,000	2.629	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18.448	26.240	26.358	27.621	28.157	23.948	24.403	24.507	16.874	25.564	22.773	21.976	
M 19	0,000	7.731	10.930	12.461	12.590	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	27.466	26.861	26.861	22.702	20.937	18.531	18.794	16.907	11.897	14.834	15.738	15.103	
X 20	15.944	8.500	5.810	6.530	5.375	5.012	0,000	11.610	11.828	2.200	11.850	0,000	0,000	0,000	0,000	22.812	23.741	27.448	23.230	20.684	0,000	0,000	0,000	0,000	
J 21	0,000	0,000	6.430	2.200	3.280	2.298	6.268	10.825	15.338	18.801	30.019	31.321	30.478	30.545	24.188	19.852	18.624	15.968	12.124	7.120	0,000	0,000	0,000	0,000	
V 22	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15.000	21.330	13.444		
S 23	8.007	0,000	0,000	0,000	2.970	4.490	6.380	4.600	2.688	12.690	23.601	17.681	20.098	24.933	20.931	17.382	18.268	19.521	19.002	19.427	16.523	0,000	26.990	16.903	
D 24	0,000	0,000	0,000	8.081	8.162	4.556	5.670	5.481	13.445	3.493	0,000	0,000	0,000	14.520	7.080	18.354	17.842	17.561	14.767	14.400	13.091	22.027	10.269	9.787	
L 25	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18.632	29.416	14.278	17.374	0,000	19.997	27.641	30.202	26.362	26.351	27.295	21.858	24.342	15.094	
M 26	13.940	7.592	6.044	7.330	2.971	3.896	11.905	9.354	0,000	0,000	0,000	24.670	20.471	27.860	15.508	14.943	21.666	21.919	21.702	24.627	19.615	20.811	22.201	15.512	
X 27	0,000	0,000	3.702	3.840	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	27.500	27.378	28.750	28.690	32.480	32.620	25.675	28.430	15.544	
J 28	14.913	10.017	7.683	10.239	10.004	6.935	13.060	16.855	12.634	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15.000	28.021	30.940	31.661	32.914	22.225	
V 29	13.160	6.778	0,000	9.830	7.050	4.897	7.750	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17.170	15.809	22.407	20.107	25.577	28.789	24.596	26.628	17.800	
S 30	15.290	14.559	12.486	13.417	12.043	9.030	10.435	16.284	18.858	23.853	27.467	25.093	22.158	24.257	19.739	19.350	14.421	15.333	15.620	17.259	30.940	21.837	23.032	30.474	
D 31	24.987	19.747	7.694	10.174	9.877	10.652	9.090	7.281	6.453	6.740	14.054	16.770	20.838	15.388	0,000	14.510	0,000	0,000	0,000	12.310	9.795	0,000	0,000	0,000	

A efectos de lo dispuesto en el apartado 4 de la Disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El coste del desvío por mayor producción en EUR/MWh es la diferencia entre el precio del mercado diario y el precio del desvío a subir establecido en el apartado 12.3.1 del Procedimiento de Operación 14.4.

Tabla AnexoV.29 Coste de los desvíos por mayor producción. Agosto 2008

Coste (EUR/MWh) de los desvíos contrarios sobre el precio mercado diario Abs(PrecioDesvío-PrecioMDiario) Agosto 2008

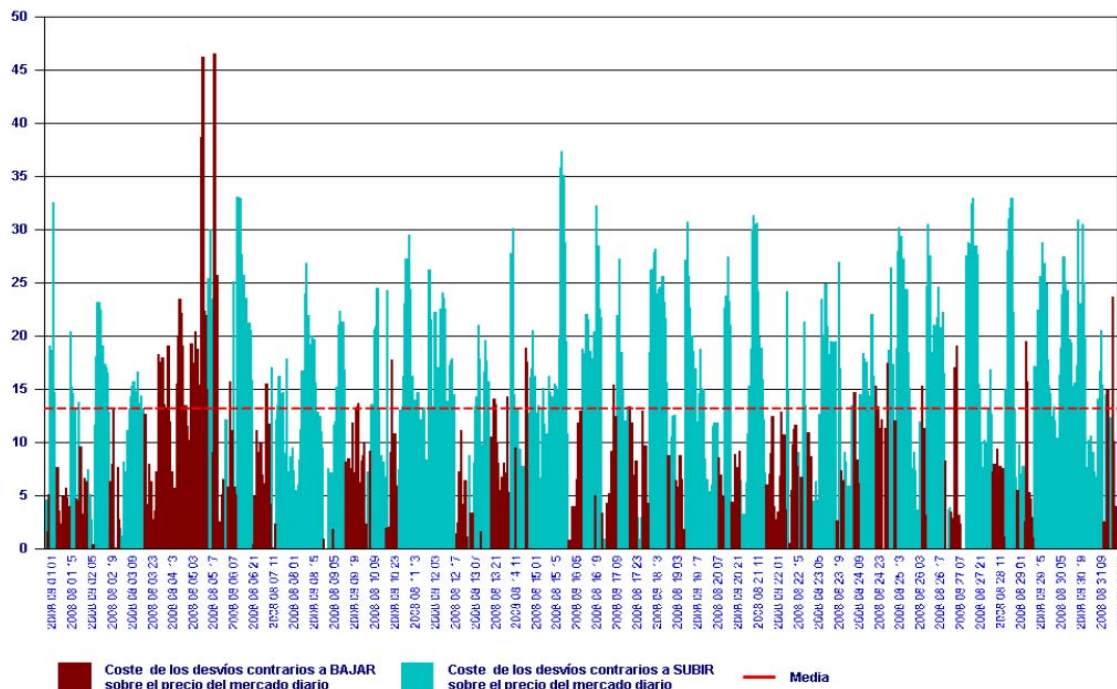


Figura AnexoV.3 Coste de los desvíos contrarios sobre el precio del mercado diario (PDSV – PMD). Año 2008

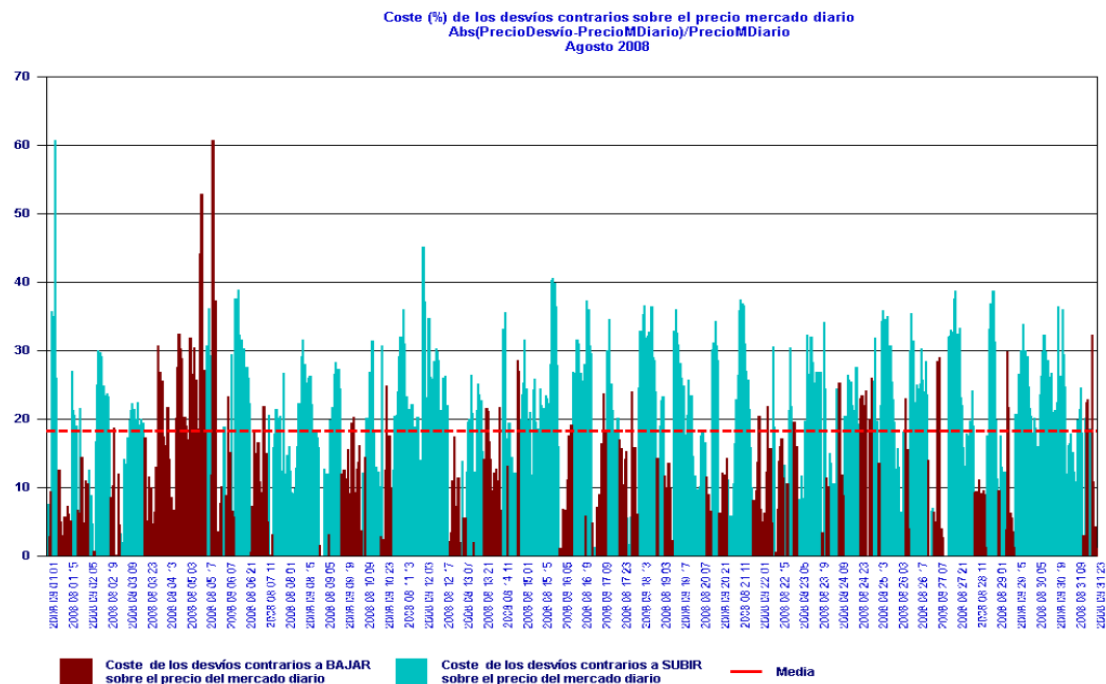


Figura AnexoV.4 Coste de los desvíos contrarios sobre el precio del mercado diario

Sentido de los desvíos contrarios al sistema
 Agosto 2008

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
V 01	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	
S 02	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
D 03	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
L 04	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
M 05	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
X 06	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
J 07	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1		1	1	1	1	1	1	1	
V 08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
S 09	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
D 10	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1	-1	
L 11	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
M 12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
X 13	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	
J 14	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	
V 15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
S 16	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	
D 17	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
L 18	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
M 19	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
X 20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
J 21	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	
V 22	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	
S 23	1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	
D 24	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
L 25	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
M 26	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
X 27	-1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
J 28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	
V 29	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
S 30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
D 31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	

1 = Desvíos a SUBIR (más producción o menos consumo) contrarios al sistema

-1 = Desvíos a BAJAR (menos producción o más consumo) contrarios al sistema

Tabla AnexoV.30 Sentido de los desvíos contrarios al sistema. Agosto 2008

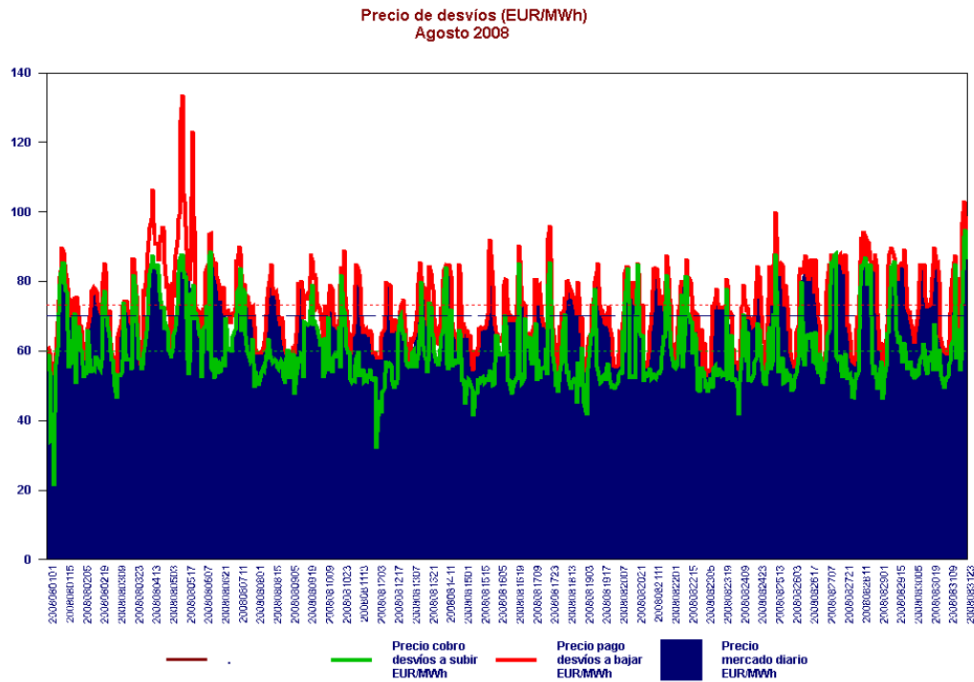


Figura AnexoV.5 Precio de desvíos. Agosto 2008

Precio de cobro de desvíos a subir (EUR/MWh)
Agosto 2008

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
V 01	55.895	59.030	54.390	34.467	34.870	21.076	42.073	55.183	60.780	71.000	78.130	82.600	85.000	85.000	79.340	77.520	76.980	55.020	56.235	56.245	56.475	70.000	71.100	50.377		
S 02	66.210	67.100	65.300	60.500	59.750	52.000	55.269	52.879	55.489	66.100	58.070	54.280	54.201	54.873	54.510	58.435	57.897	56.745	55.020	54.517	57.275	73.690	77.390	69.900		
D 03	69.690	67.100	64.100	60.500	57.500	57.280	49.950	48.314	46.238	52.989	53.022	52.907	53.661	57.382	74.070	59.230	57.421	57.439	57.500	54.500	54.500	73.620	82.000	78.600		
L 04	68.200	64.100	58.000	57.480	54.500	55.730	59.500	61.220	65.600	70.180	78.000	82.200	85.000	87.500	85.000	84.010	83.730	85.000	82.200	76.880	72.300	72.300	72.840	66.100		
M 05	67.000	66.000	60.500	56.830	57.968	60.500	64.650	65.600	67.190	73.000	82.600	86.150	87.600	87.500	82.960	81.000	81.000	57.500	52.953	56.567	76.400	78.600	79.130	68.900		
X 06	71.070	69.960	66.210	64.850	64.060	52.000	66.210	66.850	67.190	73.300	59.949	87.650	88.640	65.000	54.091	52.000	58.003	55.956	56.390	53.990	54.182	55.760	58.188	55.275		
J 07	69.690	66.800	60.500	60.500	60.070	60.070	64.100	65.630	66.100	70.900	76.980	78.400	83.870	85.340	78.000	77.070	64.467	61.729	56.736	58.008	66.968	57.469	63.590	49.284		
V 08	54.282	52.989	50.799	50.000	52.100	54.000	55.000	54.500	56.863	56.134	56.554	63.817	58.061	56.126	56.484	58.819	57.412	56.955	55.281	54.772	56.084	57.051	58.408	52.333		
S 09	50.484	58.000	59.830	59.830	51.910	53.710	52.354	59.400	47.218	63.087	54.824	58.140	56.787	56.740	56.719	52.210	68.100	67.860	67.680	67.520	67.870	78.000	79.070	67.200		
D 10	68.680	67.600	68.400	64.800	63.750	61.220	63.720	52.241	53.314	63.630	53.969	66.640	56.328	58.140	53.500	58.140	58.880	58.434	58.496	60.000	67.080	54.833	82.070	72.200		
L 11	71.300	67.010	61.220	56.830	59.490	52.000	51.099	51.831	51.355	55.875	57.773	56.920	52.575	54.296	53.737	54.927	51.315	51.748	51.441	53.432	52.012	54.840	52.000	52.120		
M 12	51.172	52.639	31.817	36.470	45.795	44.577	41.936	48.168	49.042	53.944	56.964	55.450	55.516	56.326	55.881	51.412	49.126	51.452	50.150	51.586	65.300	70.000	70.500	66.400		
X 13	63.810	64.120	57.000	56.070	55.550	56.070	54.968	59.500	60.000	57.204	54.904	57.256	56.568	67.631	60.000	69.740	61.510	58.520	57.410	53.429	56.964	74.100	72.880	65.290		
J 14	64.200	59.500	57.000	57.000	55.550	57.000	64.120	65.000	66.180	78.000	84.380	56.060	54.385	70.000	72.200	55.215	56.707	55.929	57.569	56.095	57.055	66.150	65.200	51.032		
V 15	52.081	50.252	44.451	49.919	51.888	51.435	50.701	49.214	41.077	43.408	46.240	47.028	51.008	50.222	52.062	52.048	52.333	50.816	51.235	52.201	51.000	53.110	54.824	52.947		
S 16	50.243	50.499	56.682	64.210	64.200	58.500	59.500	59.360	58.500	67.200	70.300	67.600	51.000	51.920	50.080	47.904	48.019	50.938	50.946	51.938	52.484	65.500	54.087	50.487		
D 17	50.900	52.000	69.690	64.410	64.200	60.500	64.200	57.430	55.810	59.500	65.000	68.020	51.108	57.561	51.708	54.968	54.892	55.188	55.120	60.877	53.000	79.070	65.790	75.000		
L 18	66.400	58.500	54.230	50.030	50.000	47.981	54.230	55.810	61.470	66.100	70.750	56.652	53.760	53.825	51.189	48.843	51.102	51.647	50.493	52.426	44.706	56.827	54.092	49.429		
M 19	61.110	50.769	45.000	42.539	41.430	55.000	58.000	65.000	64.210	66.400	74.000	78.000	55.530	54.579	52.969	50.748	51.003	52.699	53.016	51.203	55.263	56.596	54.092	51.607		
X 20	49.156	50.000	50.000	46.000	50.155	50.798	53.000	53.790	53.164	68.000	56.400	74.000	75.050	84.000	75.100	52.488	52.456	52.554	52.540	52.466	70.310	65.010	73.800	65.300		
J 21	64.210	64.200	51.000	53.350	52.250	53.452	53.232	55.005	51.622	52,289	53,671	52,519	52,082	53,195	53,812	53,608	54,536	58,532	64,026	64,000	74,000	81,990	73,960	65,930		
V 22	60.880	58.500	55.810	55.530	55.000	55.550	59.000	69.760	68.130	76.290	54.870	64.118	61.010	61.010	71.200	69.760	68.130	68.100	56.750	64.210	55.630	64.210	55.630	48.700	48.016	
S 23	52.203	55.530	53.860	53.860	49.500	49.500	48.020	49.810	52.292	51.910	49.170	54.895	55.454	53.067	53.139	55.178	54.182	52.969	53.468	53.363	53.057	78.600	52.000	52.207		
D 24	64.200	64.200	51.159	52.049	51.974	50.560	51.049	41.465	50.637	58.000	66.200	70.630	69.000	66.570	65.490	51.208	51.718	51.439	52.343	53.100	50.979	57.973	68.111	65.313		
L 25	66.300	57.000	54.400	51.210	50.340	50.330	56.530	65.300	67.100	54.388	56.590	70.352	70.628	88.000	67.133	53.649	54.178	55.688	56.279	50.734	66.561	54.908	54.229	50.916		
M 26	53.480	51.928	48.316	49.200	51.999	52.894	53.563	57.946	66.500	72.650	80.000	57.400	55.450	60.000	63.992	65.057	63.320	64.914	64.798	56.873	56.675	65.889	55.999	53.358		
X 27	59.500	58.500	52.828	50.560	54.140	56.710	60.000	64.500	65.960	79.050	85.500	85.000	87.410	87.750	58.390	57.630	58.350	58.930	53.970	52.080	56.325	59.320	55.319	51.526		
J 28	52.837	53.233	50.547	46.861	46.708	51.585	53.250	53.145	53,896	78,500	84,700	84,000	85,000	86,870	84,700	78,500	84,000	85,000	70,000	66,359	53,010	56,000	52,086	49,775		
V 29	53.140	53.292	57.000	45.980	47.350	52.203	55.500	64.950	65.300	72.170	84.540	84.000	85.000	85.820	85.850	84.191	82.063	64.433	56.563	56.221	59.974	62.562	60.248	54.300		
S 30	55.710	55.561	56.644	53.083	52.457	53.000	54.885	52.716	53.054	56.147	57.703	58.907	62.242	60.743	55.761	53.090	58.659	57.747	57.730	56.812	54.060	67.983	64.768	54.006		
D 31	60.633	60.163	56.196	52.716	50.393	49.098	50.980	52.029	52.817	56.260	56.946	61.461	63.112	70.214	65.000	57.400	66.370	65.510	54.190	57.155	73.390	62.930	66.000	66.670		

Tabla AnexoV.31 Precio de cobro de desvíos a subir. Agosto 2008



Precio de pago de desvíos a bajar (EUR/MWh)
Agosto 2008

Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
V 01	60.500	60.720	59.480	53.000	53.000	53.000	56.820	56.500	68.404	74.560	81.491	83.166	89.881	88.451	85.103	82.310	80.640	75.400	71.460	70.830	69.660	74.720	75.560	64.200	
S 02	75.764	70.374	67.300	67.180	66.070	59.500	59.500	58.000	58.250	66.570	66.860	72.360	77.360	78.010	78.980	77.520	76.960	74.070	72.100	71.100	70.130	80.001	85.300	83.006	
D 03	66.740	67.180	71.794	62.500	59.500	58.500	58.170	53.450	53.450	64.100	66.200	67.170	69.000	73.070	74.070	74.000	74.070	71.100	71.600	68.210	67.660	86.302	86.240	79.000	
L 04	76.130	70.480	60.720	57.510	58.050	62.660	77.736	75.640	83.176	88.116	91.602	66.440	68.060	106.549	96.979	90.865	90.865	90.770	85.632	62.509	62.216	95.754	94.936	85.158	
M 05	77.959	79.424	72.021	70.040	59.630	79.736	75.300	83.030	87.568	91.767	98.001	96.337	126.311	133.716	105.316	102.985	95.962	82.950	80.000	85.450	128.127	96.967	94.570		
X 06	72.772	72.220	71.362	71.162	64.100	64.100	72.075	72.223	82.886	84.380	85.000	93.449	93.705	88.050	85.650	85.000	85.650	81.700	79.550	77.520	74.400	76.980	78.600	71.100	
J 07	70.125	71.502	71.617	69.609	67.779	69.960	71.003	69.743	72.259	86.071	85.572	90.132	98.020	92.340	78.100	76.475	76.800	75.230	76.000	72.800	69.200	72.190	72.800	67.190	
V 08	59.830	60.240	59.500	59.500	59.500	60.500	60.500	60.500	65.260	70.400	75.340	76.400	82.000	85.000	85.000	78.400	76.000	76.960	75.000	70.400	67.130	69.900	68.950	63.520	
S 09	60.000	58.950	59.830	59.830	59.500	59.500	59.500	61.263	58.900	65.000	70.070	70.130	76.100	80.340	78.000	66.100	76.250	75.674	76.156	75.103	74.968	87.796	86.270	80.259	
D 10	82.314	81.302	72.611	73.032	72.537	71.065	66.110	59.500	58.540	73.170	67.610	71.300	76.980	76.070	78.000	71.300	67.600	67.200	66.650	66.750	66.000	76.100	84.102	81.303	
L 11	86.058	75.756	71.064	65.570	59.500	59.500	64.200	65.000	67.600	78.860	85.000	83.520	82.060	78.660	70.000	65.300	65.300	65.500	66.100	65.000	64.110	66.100	65.260	59.500	
M 12	59.500	59.500	58.000	58.000	58.000	64.200	65.260	66.100	70.200	76.550	76.550	76.130	78.860	69.100	65.260	66.400	66.100	68.020	66.100	65.300	71.473	72.942	73.671		
X 13	74.941	66.942	61.160	62.468	55.000	55.070	63.810	62.960	83.340	65.260	66.300	71.580	79.560	85.500	81.540	79.520	78.130	78.130	75.050	66.100	67.200	84.619	82.424	79.333	
J 14	77.736	69.468	65.083	62.464	62.306	62.201	72.235	72.170	80.511	83.268	84.380	83.770	84.460	84.460	81.674	86.460	66.100	65.350	64.400	63.610	60.000	85.051	82.768	63.610	
V 15	68.200	67.200	65.000	66.100	64.210	64.210	64.210	55.810	54.230	58.500	60.000	58.500	60.980	66.500	66.820	66.320	66.450	66.360	66.500	67.200	70.800	86.950	91.990	88.000	
S 16	76.000	70.000	67.500	65.000	64.840	62.500	63.340	63.340	64.960	70.031	80.714	80.563	66.760	70.300	66.330	66.980	66.560	66.370	66.560	66.760	72.880	90.487	86.100	78.960	
D 17	73.400	73.770	73.074	65.300	64.200	64.840	64.200	62.636	64.960	67.420	80.381	80.500	73.000	78.560	78.960	73.400	69.760	67.200	67.200	68.100	66.420	92.478	96.146	86.800	
L 18	73.300	66.754	62.500	53.000	50.010	50.010	67.209	59.500	71.200	68.290	75.080	75.080	80.000	80.180	79.010	77.000	75.050	75.050	75.100	73.300	70.000	80.000	75.770	65.000	
M 19	66.870	58.500	55.530	55.000	53.960	61.475	63.844	65.035	72.970	72.977	75.050	76.940	82.660	85.240	78.560	73.450	71.040	71.200	69.810	66.100	67.200	71.200	72.880	69.710	
X 20	64.200	58.500	55.430	55.530	55.810	59.000	65.300	65.020	66.200	71.250	82.575	83.960	84.000	80.000	75.100	76.200	80.000	75.770	73.450	74.750	85.222	82.628	69.744		
J 21	71.840	73.411	57.610	55.550	55.530	55.750	59.500	65.830	67.260	71.090	83.690	83.840	82.560	83.840	78.000	73.460	73.460	74.500	76.150	71.200	80.000	87.585	81.078	74.563	
V 22	73.445	62.500	55.840	58.320	58.500	62.357	71.873	73.267	78.840	80.022	76.000	76.000	81.520	86.530	81.038	80.963	79.785	75.911	67.800	65.300	71.000	70.630	70.990	61.460	
S 23	60.210	66.430	60.400	62.500	62.470	53.960	54.400	54.210	54.980	64.200	72.680	72.580	75.500	78.000	74.070	72.560	72.460	72.510	72.500	72.380	72.580	80.716	79.070	66.110	
D 24	71.546	70.368	60.240	60.210	55.530	55.530	54.910	54.400	72.646	73.312	76.050	75.145	71.060	72.570	66.560	66.560	66.000	67.110	67.500	69.670	80.000	84.360	75.100		
L 25	81.594	70.367	62.500	62.500	62.460	66.366	67.860	75.250	84.566	73.020	83.000	84.630	86.000	100.000	86.000	81.590	84.360	85.080	84.630	78.000	72.560	79.250	72.730	66.000	
M 26	66.500	59.520	57.360	56.530	54.970	55.500	67.300	81.801	84.000	83.156	82.070	85.930	87.500	82.500	82.500	80.000	84.380	85.930	86.500	81.500	76.200	86.500	78.200	69.670	
X 27	67.800	58.500	56.530	54.400	57.600	55.560	77.080	80.430	85.083	82.263	87.825	85.012	87.420	87.759	85.860	85.000	87.100	87.620	86.450	85.000	82.000	87.750	83.000	67.070	
J 28	67.750	63.250	58.230	57.100	66.710	66.500	66.310	70.000	66.500	85.780	92.679	86.649	94.444	93.641	92.417	85.969	91.555	86.170	85.000	84.380	84.000	88.000	85.000	71.000	
V 29	66.300	60.070	62.500	55.810	54.400	57.100	63.250	67.500	84.752	87.854	86.860	88.709	88.010	86.602	83.020	80.000	84.470	84.540	85.170	85.010	84.540	86.390	85.100	72.180	
S 30	71.000	71.120	66.130	66.600	64.800	62.030	65.300	66.000	71.910	80.000	85.170	84.000	84.400	85.000	75.500	72.440	73.960	73.080	73.350	77.070	85.000	89.925	87.800	84.540	
D 31	85.000	79.610	63.860	62.860	60.240	59.750	60.070	59.310	59.270	63.000	71.000	78.240	83.650	85.600	87.550	71.910	81.230	86.450	66.500	66.500	97.068	103.041	99.024	67.590	

Tabla AnexoV.32 Precio de pago de desvíos a bajar. Agosto 2008

Precio de desvíos/Precio mercado diario
Agosto 2008

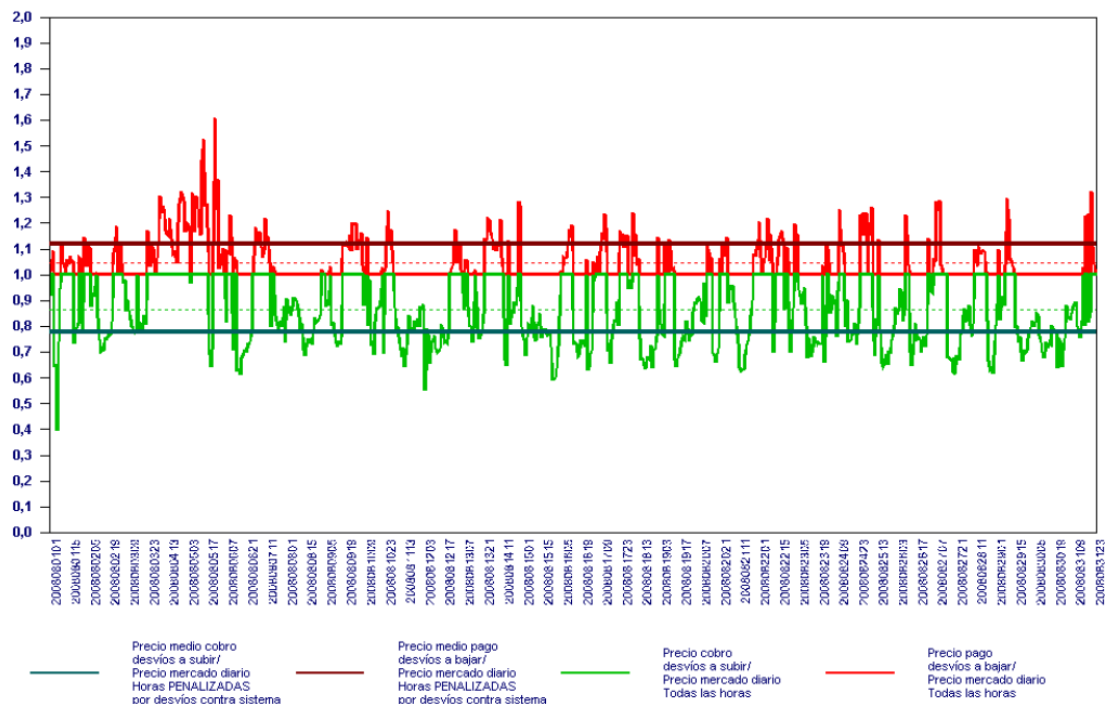


Figura AnexoV.6 Precio de desvíos / Precio de mercado. Agosto 2008

% probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema
Agosto 2008

SESIÓN	H 01	H 02	H 03	H 04	H 05	H 06	H 07	H 08	H 09	H 10	H 11	H 12	H 13	H 14	H 15	H 16	H 17	H 18	H 19	H 20	H 21	H 22	H 23	H 24	TOTAL
SESIÓN 1	97	97	97	100	100	97	100	100	100	100	100	97	100	97	100	100	100	97	100	97	100	100	100	100	99
SESIÓN 2	100	97	94	100	97	90	97	94	100	94	100	97	100	97	94	100	100	100	100	100	100	100	100	97	98
SESIÓN 3					90	94	94	97	100	100	100	94	100	97	94	97	100	100	100	97	97	100	100	100	97
SESIÓN 4								94	97	100	100	94	100	94	94	97	100	100	100	100	94	100	100	100	98
SESIÓN 5												100	100	94	94	97	100	97	97	94	100	100	100	100	98
SESIÓN 6																97	100	100	97	97	94	100	97	100	98
SESIÓN 7																						97	100	94	97
TOTAL	98	97	95	100	96	94	97	96	99	98	100	96	100	95	95	98	100	98	99	97	98	100	99	99	98

Tabla AnexoV.33 % Probabilidad de que el precio de una sesión del mercado intradiario suponga menor o igual coste de desvío que el precio del desvío contrario al sistema. Agosto 2008

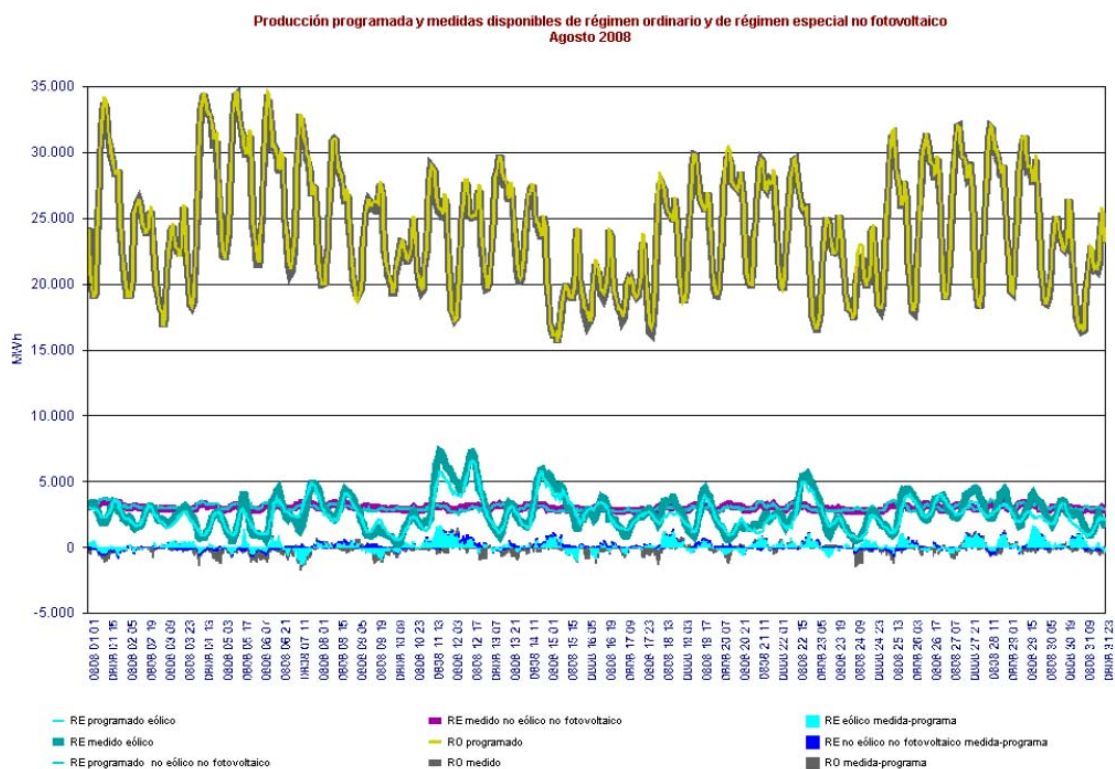


Figura AnexoV.7 Producción programada y medidas disponibles de régimen ordinario y de régimen especial no fotovoltaico. Agosto 2008

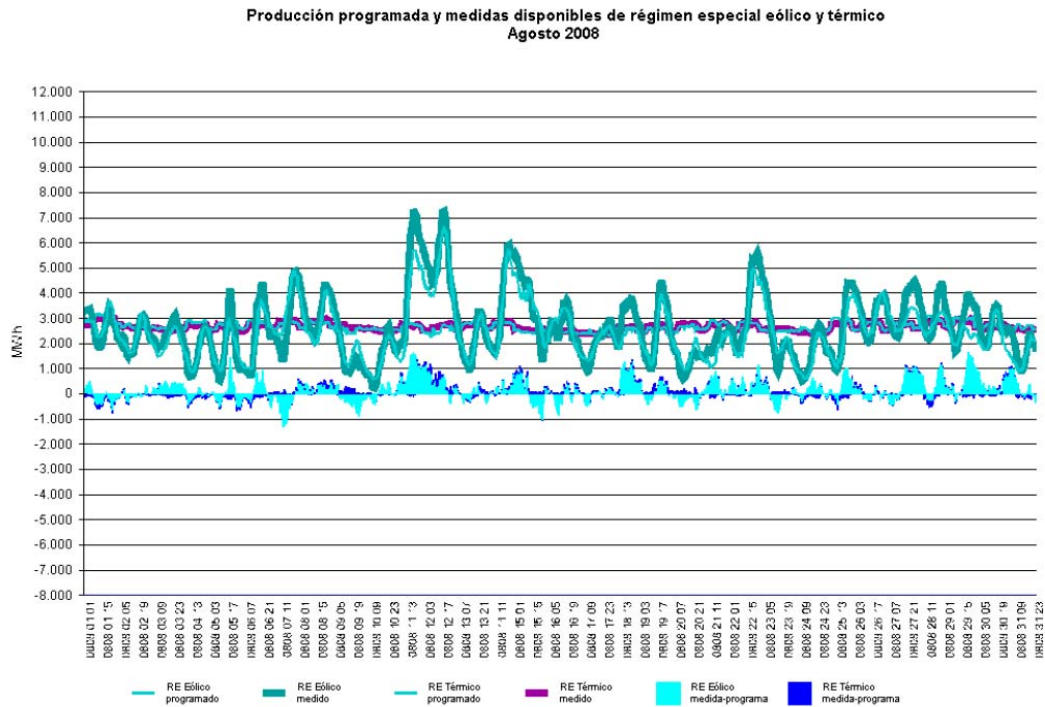


Figura AnexoV.8 Producción programada y medidas disponibles de régimen especial eólico y térmico. Agosto 2008

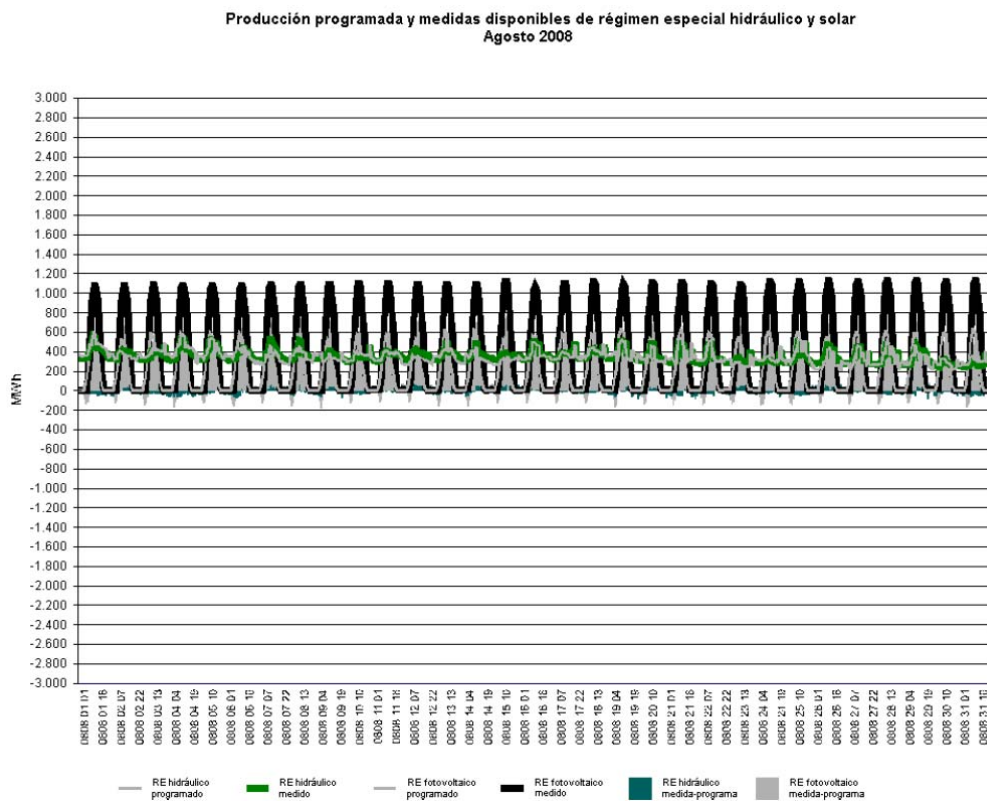


Figura AnexoV.9 Producción programada y medidas disponibles de régimen especial hidráulico y solar. Agosto 2008

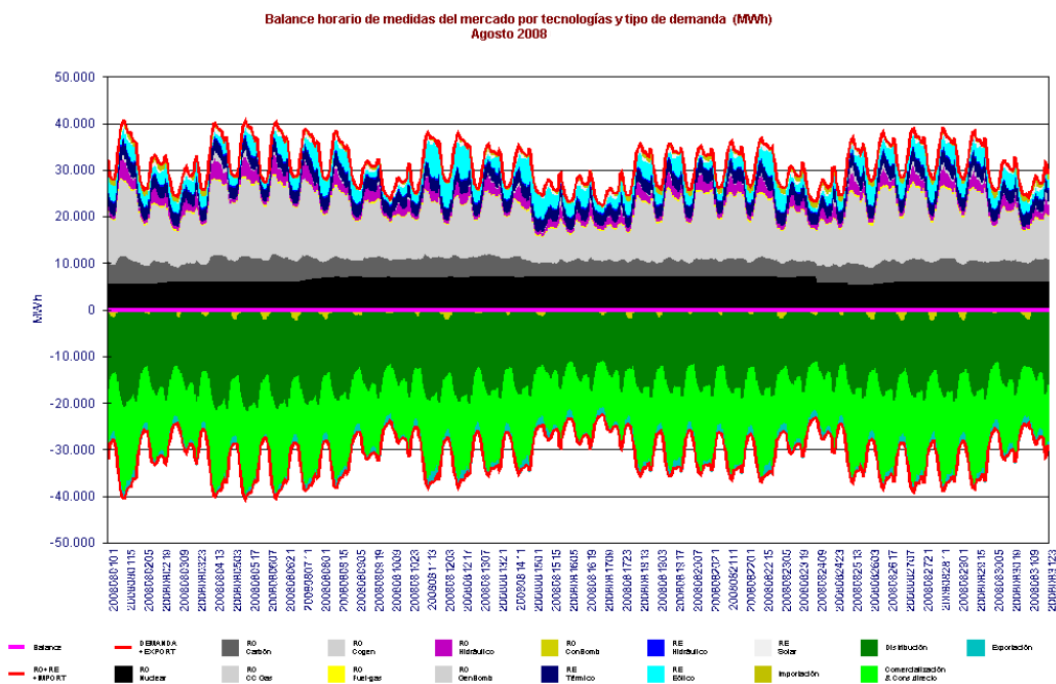


Figura AnexoV.10 Balance horario de medidas del mercado por tecnologías y tipo de demanda. Agosto 2008

